



Universidad
Carlos III de Madrid
www.uc3m.es

TRABAJO FIN DE GRADO

DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS

AUTOR: ISABEL MARGALLÓ GASCO

TITULACIÓN: GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROFESOR: JUAN CARLOS BURGOS
BELÉN GARCÍA DE BURGOS



INDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	4
1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO.....	6
1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO	6
CAPÍTULO 2: CONSTITUCIÓN FÍSICA DE UN TRANSFORMADOR	8
2.1 NÚCLEO MAGNÉTICO.....	8
2.2 ARROLLAMIENTOS	10
2.3 SISTEMA DE AISLAMIENTO.....	13
2.4 LA CUBA.....	15
CAPÍTULO 3: ENVEJECIMIENTO DE PAPELES AISLANETES	17
3.2 COMPOSICIÓN DEL PAPEL AISLANTE	18
3.3 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE.....	20
3.3.1. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE HIDRÓLISIS	21
3.3.2. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE OXIDACIÓN.....	23
3.3.3. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE PIRÓLISIS	23
3.3.4. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL EN FUNCIÓN DE LA POSICIÓN	24
3.4 ECUACIÓN QUE RELACIONA EL GRADO DE POLIMERIZACIÓN CON LA TEMPERATURA Y EL TIEMPO	25
3.5 DIAGNÓSTICO DEL ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE EN TRANSFORMADORES EN ACEITE	27
3.5.1. HUMEDAD.....	27
3.5.2. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA).....	28
3.5.3. ANÁLISIS DE FURANOS.....	29
3.5.4. OTROS MARCADORES QUÍMICOS DE DIAGNÓSTICO PARA MUESTRAS DE ACEITE.....	29
CAPÍTULO 4: REVISIÓN BILIOGRÁFICA SOBRE DETERMINACIÓN DE LA VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA A PARTIR DE COMPUESTOS FURÁNICOS	32
4.1 GENERACIÓN DE COMPUESTOS FURÁNICOS.....	32
4.2 REPARTO DE FURANOS ENTRE EL ACEITE Y EL PAPEL.....	39
4.3 ESTABILIDAD DE LOS COMPUESTOS FURANICOS	43
4.4 LIMITES DE LOS COMPUESTOS FURANICOS EN FUNCION DE LA EDAD DEL TRANSFORMADOR	45



DIAGNÓSTICO DEL CONSUMO DE VIDA DE UN TRANSFORMADOR A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE COMPUESTOS FURÁNICOS

4.5 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR EN BASE A LOS COMPUESTOS FURÁNICOS	46
4.6 PRINCIPALES FÓRMULAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR EN FUNCIÓN DE LOS COMPUESTOS FURÁNICOS	49
CAPÍTULO 5: HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN	61
CAPÍTULO 6: RESUMEN Y CONCLUSIONES	62
6.1 RESUMEN DEL TRABAJO REALIZADO	62
6.2 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE UN TRANSFORMADOR MEDIANTE COMPUESTOS FURÁNICOS	62
6.3 SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS	63
CAPÍTULO 7: BIBLIOGRAFÍA	65

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

En la transmisión de energía eléctrica y las redes de distribución los transformadores de potencia representan un grupo importante de los activos, tanto en términos de fiabilidad como de las inversiones, por lo que es primordial que trabajen en las mejores condiciones posibles y se realice el mantenimiento adecuado para alargar su vida útil. Muchos autores tasan la vida útil del transformador en torno a los 25-40 años, pero en la realidad la vida del transformador se ve afectada por su forma de explotación y su mantenimiento.

El riesgo de fallo de un transformador viene dado por la llamada curva de bañera (Figura 1.1). Esta curva muestra un mayor riesgo de fallo para los primeros y últimos momentos de la vida de un transformador, ya que en los primeros momentos de vida, es cuando se hacen visibles posibles fallos en la calidad de fabricación del transformador y en los últimos años, es cuando el transformador está lo suficiente envejecido como para provocar un fallo de funcionamiento.

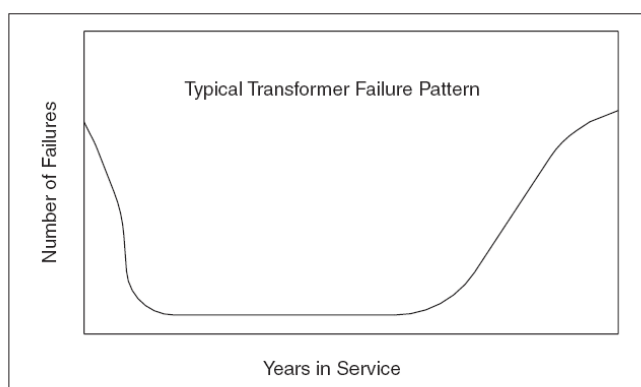


Figura 1.1. Curva de bañera que muestra el riesgo de fallo de un transformador en función de su edad

Como se expondrá en el capítulo CAPÍTULO 2: un transformador está compuesto por diferentes materiales (cobre, hierro, aislamiento, etc.). De entre estos materiales son los aislamientos los que tienen un mayor envejecimiento y los que determinan la vida útil del transformador, ya que el envejecimiento de los transformadores consiste principalmente en la pérdida de propiedades de su material aislante.



Los transformadores están constituidos principalmente por dos sistemas de aislamiento, el sólido y el líquido. El aislamiento líquido es un tipo de aislamiento de fácil tratamiento y mantenimiento para recuperar sus propiedades, e incluso si está muy deteriorado cambiarlo con un coste moderado. Sin embargo, el aislamiento sólido envuelve milímetro a milímetro el cobre, por lo que no es pensable el sustituirlo (a lo sumo se puede sustituir una bobina completa, pero entonces el coste aumenta en exceso) o tratarlo. La no accesibilidad del aislamiento sólido del transformador hace muy difícil su diagnóstico, por lo que dicho diagnóstico se realiza a través del aceite aislante.

Los principales factores que provocan el envejecimiento de los materiales aislantes son la temperatura y la humedad, y muchas veces los propios productos del proceso de envejecimiento (agua, ácidos, etc.). El conocimiento del comportamiento general de un sistema de aislamiento impregnado y su envejecimiento es la clave para mejorar las condiciones de servicio del papel aislante (por ejemplo, el contenido en agua, oxígeno y el contenido en ácidos) y disminuir la tasa de envejecimiento de la celulosa.

Los análisis de envejecimiento de los transformadores recogen dos aspectos principales: por un lado la determinación de tomar medidas para prolongar la vida útil de un transformador y por otro lado decidir cuándo desechar un transformador.

Conocer el estado de envejecimiento de un transformador es importante para planificar su retirada de servicio. Si el transformador se retira de servicio antes de tiempo estamos desaprovechando un bien caro, lo que supone una utilización de los recursos poco eficiente. Si, por el contrario, no se retira de servicio un transformador que está al final de su vida se corre el riesgo de que sobrevenga un fallo y a causa del mismo se deriven grandes perjuicios económicos debidos a reclamaciones de usuarios, multas de comunidades autónomas y otros entes administrativos, posibles incendios ocasionados por la avería, etc.

El conocimiento de la vida remanente de un transformador (o de lo contrario, esto es, de cuanta vida ha perdido un transformador) no es nada sencillo ya que la pérdida de vida de un transformador depende de una multitud de factores tales como calidad de la fabricación, calidad del mantenimiento, temperatura ambiente, grado de carga, condiciones de explotación (por ejemplo número de cortocircuitos al año o número y magnitud de las sobretensiones que alcanzan al transformador), etc. Por ello, un seguimiento continuo y adecuado del transformador de potencia proporciona una idea muy aproximada de su estado y hace posible prevenir posibles fallas que pueden provocar cuantiosas pérdidas económicas.

Entre los métodos de diagnóstico que hoy en día se utilizan para conocer el estado del transformador se encuentra el análisis de compuestos furánicos. El análisis de



compuestos furánicos es una técnica relativamente nueva, se viene utilizando desde mediados de los años 90 para determinar el grado de envejecimiento de los aislamientos sólidos de un transformador a través de muestras del aceite aislante. En este método de diagnóstico, es en lo que se va a centrar este proyecto y que será explicado con el suficiente detalle en el capítulo CAPÍTULO 4:.

Por todo lo anterior, es necesario un continuo seguimiento del estado del transformador y más concretamente del estado del aislamiento líquido, ya que a través de él y con un coste pequeño, en proporción a lo que puede ser un fallo en el transformador, podemos obtener una visión muy aproximada del estado real del transformador y prevenir futuras faltas y lo que es más importante posibles perturbaciones al sistema eléctrico. La cuestión del envejecimiento del transformador y la renovación se ha acentuado con el funcionamiento de las redes eléctricas y estaciones al avanzar hacia mayores cargas.

1.2 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El objetivo principal de este proyecto es realizar un estudio del estado del arte del método de estimación del envejecimiento de un transformador basado en el análisis de compuestos furánicos con el fin de determinar a partir de este método de diagnóstico el estado del transformador así como su vida remanente y el momento adecuado para su sustitución.

Como objetivos adicionales:

- Se busca proponer nuevas líneas de desarrollo para futuras investigaciones basadas en el estudio de los compuestos furánicos.
- Se pretende obtener una herramienta informática que estime el grado de polimerización y la vida utilizada a través del análisis de compuestos furánicos.

1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

Este trabajo fin de grado comienza con una breve introducción en el capítulo 1, donde se detalla la importancia de los transformadores de potencia en el suministro eléctrico así como la necesidad de un adecuado diagnóstico y mantenimiento del mismo para determinar su estado de envejecimiento. En dicha introducción se especifica que el objeto de estudio de este informe es el método de diagnóstico del estado del transformador basado en el análisis de compuestos furánico.



Posteriormente en los capítulos CAPÍTULO 2: y CAPÍTULO 3:, se explica brevemente los elementos que componen el transformador (núcleo magnético, arrollamientos, cuba y aislamientos), centrándonos en el aislamiento sólido del transformador y todo lo que supone su proceso de envejecimiento.

Una vez introducidos en el proceso de envejecimiento de los papeles aislantes se procede a explicar el método de diagnóstico basado en unos de los productos de dicho envejecimiento, los furanos. El capítulo CAPÍTULO 4: recoge toda la información sobre el origen, migración, estabilidad, etc de este tipo de compuestos así como las principales fórmulas que ofrecen los autores para determinar el envejecimiento de un transformador en función de la proporción de compuestos furánicos obtenidos en muestras de aceite del transformador. Se utilizará una de las fórmulas propuestas por los autores para elaborar una herramienta informática en Matlab que calcule a través de las concentraciones de los principales furanos, CO y CO₂ medidos en muestras de aceite, el grado de polimerización y la vida utilizada por dicho transformador. Esto será expuesto en el capítulo CAPÍTULO 5: de este informe.

Finalmente, en el capítulo 6, una vez realizada la revisión bibliográfica se hace un resumen del contenido del trabajo, se establecen las conclusiones que derivan de dicho estudio y se aportan posibles nuevas líneas de investigación para profundizar en el conocimiento de los compuestos furánicos y el diagnóstico a través de ellos.

CAPÍTULO 2: CONSTITUCIÓN FÍSICA DE UN TRANSFORMADOR

Un transformador (Figura 2.1) es un aparato que transvasa energía eléctrica entre dos sistemas con diferente nivel de tensión. Los transformadores suelen funcionar en corriente alterna y modifican sólo el valor eficaz de la onda sin alterar ni la frecuencia ni el desfase.

Los componentes básicos de un transformador son núcleo magnético, los arrollamientos, la cuba y el aislamiento. En este capítulo se proporciona una descripción elemental de estos elementos básicos.



Figura 2.1. Transformador

2.1 NÚCLEO MAGNÉTICO

El núcleo magnético está compuesto por láminas delgadas de acero con bajo contenido en carbono, material de baja reluctancia para canalizar el flujo entre arrollamientos para el transvase de energía entre los mismos.

Como es bien sabido [1] cuando un material magnético es recorrido por un campo magnético variable en el tiempo se producen unas pérdidas de potencia activa.

$$W = Area_{BH} \cdot f \cdot Vol_{Fe} \quad (2.1)$$

Donde Area_{BH} es el área de la curva de magnetización del material magnético (Figura 2.2), f es la frecuencia de la onda de inducción y Vol_{Fe} el volumen del material magnético.

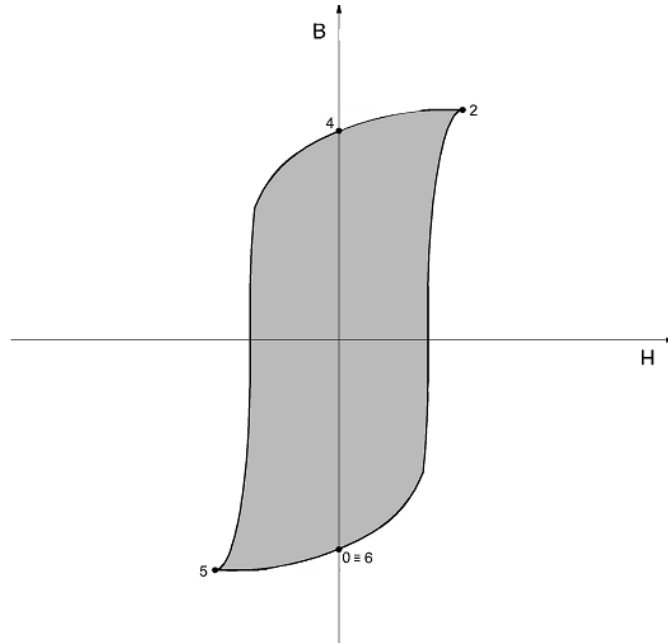


Figura 2.2. Energía perdida por histéresis en un material magnético

Cuando las láminas son atravesadas por un flujo variable en el tiempo se induce en él una fuerza electromotriz, las cuales, dan origen a corrientes parásitas o de Foucault debido a que el núcleo magnético está formado por un material conductor. La circulación de corrientes en el núcleo provoca pérdidas de potencia activa llamadas pérdidas de Foucault. Las pérdidas por corrientes de Foucault por unidad de volumen tienen por expresión [1]:

$$P_{int} = \frac{Loss_{int}}{hw} = \left(\frac{\pi^2}{6} \right) \frac{f^2 B_0^2 w^2}{\rho_{eff}} \quad (2.2)$$

Donde B_0 es la inducción media en la chapa magnética, w es el espesor de la chapa magnética, ρ_{eff} la resistividad efectiva del hierro y f la frecuencia.



Las pérdidas provocan un calentamiento excesivo del transformador pudiendo provocar fallos en el mismo y el deterioro de sus componentes.

Para reducir las pérdidas de potencia activa hay que aumentar la resistencia del hierro al paso de corriente, para ello se usan chapas magnéticas con cierto porcentaje de silicio. Dicho porcentaje debe limitarse al 3% ya que el silicio hace más quebradizas las chapas.

El añadir silicio a las chapas retarda el envejecimiento de la chapa, reduce la magnetoestricción y las pérdidas por histéresis.

Para reducir las pérdidas por corrientes de Foucault el núcleo se forma apilando chapas magnéticas de 0,3 mm de espesor. El reducido espesor de las chapas magnéticas ayuda además a reducir el apantallamiento provocado por las corrientes de Foucault al oponerse estas al flujo que las produjo haciendo que el flujo en el interior del núcleo sea mayor que en el borde. Es necesario aislar las chapas mediante un tratamiento superficial llamado Carlite para evitar que las corrientes de Foucault se comuniquen entre chapas. Este aislamiento es de material inorgánico compatible con el aceite del transformador y resistente a la corrosión y a la temperatura.

Otro tipo de chapas magnéticas son las de metal amorfo que tienen pérdidas en el hierro y corriente magnetizante inferior a la chapa magnética convencional ya que posee una alta permeabilidad. Este tipo de chapa es más cara y dura y requiere un utillaje de fabricación diferente por lo que es muy poco utilizada.

2.2 ARROLLAMIENTOS

Los arrollamientos son los encargados de tomar la energía del sistema eléctrico de alimentación (arrollamiento primario) y entregársela al sistema eléctrico de salida (arrollamiento secundario).

Los arrollamientos se forman mediante hilo o pletina (conductor de sección rectangular) de cobre arrollado sobre un carrete aislante.

En transformadores grandes la sección de cobre debe ser grande, con el aumento de la sección del conductor, este debe dividirse en dos o más conductores en paralelo con el fin de reducir el efecto pelicular y las pérdidas por Foucault en los conductores [2]. El conjunto que forman dos conductores en paralelo se denomina cable, los cuales deben estar aislados ya sea mediante papel o barniz.

Cuando por los arrollamientos circula una corriente, se producen pérdidas de corriente activa (pérdidas Joule). Las cuales se expresan como:

$$P_J = RI^2 = \rho \frac{l}{S} I^2 = \rho \delta^2 V_{Cu} \quad (2.3)$$

Donde R es la resistencia del conductor (de longitud l y sección S), I la intensidad que lo atraviesa, ρ la resistividad del cobre, δ la densidad de corriente y V_{Cu} el volumen de cobre. Estas pérdidas también pueden provocar un calentamiento excesivo del transformador lo cual, como se verá, redunda en el envejecimiento de sus componentes.

Los distintos tipos de devanados que existen son:

- Arrollamiento en capas (Figura 2.3): Se forman arrollando un cable formando una hélice. Cada conductor de la hélice está en contacto con el conductor anterior y con el conductor posterior.

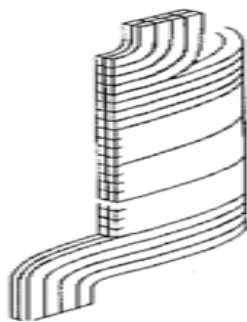


Figura 2.3. Arrollamiento en capas

- Arrollamientos helicoidales (Figura 2.4): Los arrollamientos helicoidales son semejantes a los arrollamientos por capas, pero en lugar de que los conductores de una determinada capa estén en contacto, se separan los conductores por medio de separadores.

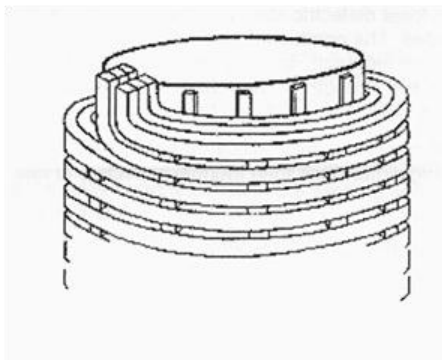


Figura 2.4. Arrollamiento helicoidal

- Arrollamientos en disco (Figura 2.5): En los arrollamientos de discos, cada uno de los discos consiste en un conjunto de espiras bobinadas formando una espiral. Entre un disco y el siguiente se coloca un separador, con el fin de permitir una mejor refrigeración del devanado.

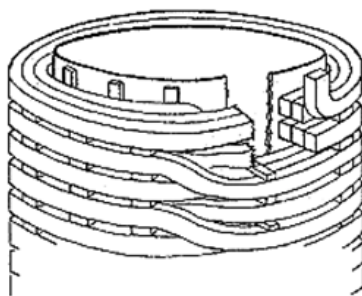


Figura 2.5. Arrollamiento e disco

- Arrollamientos de papel de aluminio: El aluminio es un material con menor resistencia mecánica que el cobre, por eso en los transformadores con devanados de aluminio el devanado se fabrica arrollando un folio en forma de espiral. Este tipo de arrollamientos se utilizan fundamentalmente en los devanados de BT de los transformadores en seco encapsulados en resina.

2.3 SISTEMA DE AISLAMIENTO

El aislamiento es un componente esencial en un equipo eléctrico, ya que es lo que garantiza que las diferentes partes de los equipos eléctricos se encuentren a diferente potencial. Por esa razón el buen estado del aislamiento es fundamental para determinar la fiabilidad del transformador.

El sistema de aislamiento depende mucho de la potencia y tensión del transformador.

En transformadores de tensiones y potencias muy reducidas se utilizan aislamientos de tipo seco, a base de resinas, barnices o esmaltes y papeles aislantes con un sustrato de resinas polimerizables con el calor.

Los transformadores de tensiones y potencias medias son transformadores de tipo seco (Figura 2.6), en los cuales los arrollamientos se embuten en una resina polimerizable al horno.



Figura 2.6. Transformador tipo seco

La refrigeración de un transformador es fundamental para mantener su temperatura acotada a valores moderados. Por eso, en transformadores de grandes potencias (que son los que tienen mayores problemas de refrigeración), se busca que el agente aislante cumpla también las misiones de refrigerante.

En este tipo de transformadores existen dos tipos de aislamiento; el aislamiento sólido y el aislamiento líquido.

El aislamiento sólido está en íntimo contacto con los conductores. Excepto en transformadores de tensiones medias (15 kV), el aislamiento sólido está constituido



por papel impregnado en aceite. En el capítulo 3 se describe en mayor extensión la composición del papel aislante de transformadores o papel Kraft.

El aislamiento sólido también se utiliza para formar sistemas de barreras divisorias en el aceite, dividiendo el espacio entre arrollamientos en canales y aumentando así la rigidez dieléctrica del aceite en los canales.

La vida de los transformadores se dice que viene determinada por el deterioro de la resistencia mecánica del aislamiento del papel por lo que será muy importante determinar el grado de envejecimiento del papel.

El aislamiento líquido suele ser aceite mineral y debe asegurar la rigidez dieléctrica básica, separando los arrollamientos e impregnando el papel que rodea los conductores.

El aceite es un buen refrigerante porque tiene una viscosidad reducida (que además disminuye al aumentar la temperatura), una constante de transmisión de calor por conducción elevada y un elevado calor específico (lo que evita que la temperatura suba muy rápido en casos en los que el calor generado es elevado).

Además, el aceite es un buen aislante, tiene una elevada rigidez dieléctrica y una reducida constante dieléctrica y es un aislamiento eléctrico regenerable.

El aceite además, actúa como chivato del estado del transformador ya que en caso de avería el aceite se descompone formando gases que son indicativos del estado de los posibles fallos del transformador.

Es importante mantener el aceite en buen estado ya que si no, no podemos asegurar el buen funcionamiento del transformador debido a que al degradarse el aceite aumentan las posibilidades de falta en el transformador.

El aceite envejece por diferentes factores, como el oxígeno que oxida el aceite produciendo lodos, la temperatura que activa las reacciones de oxidación y otras reacciones de descomposición del aceite, la luz y el agua que reduce la rigidez dieléctrica de forma drástica.

Los principales productos que se obtiene como resultado del envejecimiento del aceite son ácidos y peróxidos y lodos.

Cuando el aceite se oxida se puede obtener una gran cantidad de ácidos diferentes debido a que el aceite mineral es una mezcla compleja de hidrocarburos susceptibles a la oxidación. De estos ácidos y peróxidos se ha podido observar que los ácidos obtenidos de la degradación del aceite mineral se obtienen en una etapa

relativamente tardía del proceso de oxidación mientras que los peróxidos son de los productos primarios de la degradación [3].

Los lodos son productos de degradación con baja solubilidad en el aceite debido a su alta polaridad y en cierta medida al alto peso molecular. El lodo puede estar presente en forma de partículas en suspensión o depositadas. La mayoría de los lodos se deben a la degradación del aceite pero la degradación de otros productos como el papel contribuye a la cantidad total. Grandes depósitos de lodos pueden ser un obstáculo para el flujo de aceite y pueden impedir la correcta refrigeración de todas las partes de la bobina. Dado que los lodos se deben principalmente a la oxidación del aceite, evitar que el aceite se vuelva ácido previene la formación de los mismos [3].

2.4 LA CUBA

La cuba o tanque (Figura 2.7) es principalmente el contenedor para el aceite aislante y la protección física de la parte activa. También sirve como estructura de soporte para accesorios y equipos de control.

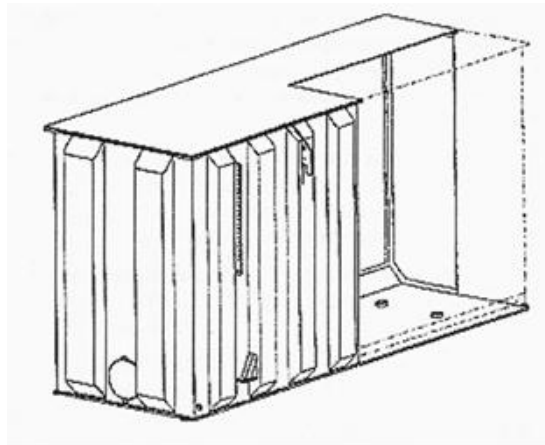


Figura 2.7. Cuba de un transformador

Para transformadores pequeños el envejecimiento del aceite del transformador se soluciona con un llenado integral, de esta forma se evita el contacto del aceite con el oxígeno. En estos transformadores se llena la cuba de aceite más arriba de la tapa superior y cuando el aceite se dilata, la cuba aumenta su volumen gracias a unas aletas de refrigeración con cierta elasticidad.



Para transformadores de grandes potencias, se dispone de un depósito de expansión con un volumen en torno al 8% del volumen de la cuba. El depósito de expansión al estar más alejado de los focos de generación de calor, contribuye a reducir el envejecimiento del aceite. Dentro del depósito de expansión el aceite está en contacto con el aire lo que puede provocar que parte de los gases del aire se disuelvan en el aceite y penetre además cierto contenido de humedad del aire. Para reducir dicho contenido de humedad, la salida de aire desde el depósito de expansión se realiza a través de una tubería que finaliza en un cartucho con un compuesto desecante llamado Silicagel. En condiciones normales el Silicagel es efectivo, pero en circunstancias como la desconexión de la red en días de lluvia o niebla puede llegar a penetrar humedad en el aceite.

Antes de llenar el tanque de aceite se hace el vacío para eliminar el aire que podría poner en peligro la rigidez dieléctrica del aislamiento del transformador. Por ello, el tanque está diseñado para soportar la presión atmosférica y un cierto vacío con un mínimo de deformaciones.

El tanque debe tener dimensiones compatibles con el transporte del mismo y debe contener la parte activa del transformador respetando las distancias de aislamiento necesarias.

CAPÍTULO 3: ENVEJECIMIENTO DE PAPELES AISLANETES

El papel es el aislamiento sólido que utilizan los grandes transformadores de potencia.

El papel que se utiliza en los transformadores es conocido como papel Pressboard (Figura 3.1), un cartón prensado de muy alta calidad fabricado 100% de pulpas de madera seleccionadas mediante el proceso Kraft. El aislamiento a partir de pura celulosa "kraft" proporciona excelentes características de impregnación de aceite, por lo tanto un excelente rendimiento en los campos eléctricos, tiene una buena estabilidad geométrica en aceite, es fácil de moldear, de alta densidad, uniforme, alta rigidez mecánica, buena flexibilidad, alta rigidez dieléctrica (mayor que la del aceite mineral) y es, con mucho, el aislamiento sólido más económico para la refrigeración en aceite de transformadores de potencia [3].

El pressboard se fabrica en dos versiones, papel fino que envuelve los conductores y planchas gruesas de cartón o cilindros gruesos que aíslan unos arrollamientos de otros.



Figura 3.1. Papel Pressboard

La vida de los transformadores se dice que viene determinada por el deterioro de la resistencia mecánica del aislamiento de papel. Por lo que será muy importante y necesario estimar el grado de deterioro del papel en el punto más caliente de los transformadores, que es el punto en el que el papel está más envejecido.

3.2 COMPOSICIÓN DEL PAPEL AISLANTE

El papel aislante no es más que un material formado por fibras embutidas. Estas fibras pueden ser de origen natural (celulosa, algodón, lino) o de origen sintético (nylon, Nomex) [4].

La celulosa para la producción de papel aislante se obtiene de la madera, ésta contiene aproximadamente entre el 50% y 56% de celulosa alpha (1200 unidades de glucosa en una cadena), entre el 15% y el 25% de hemicelulosa (por debajo de las 200 cadenas de glucosa en una cadena) y entre 27% y 29 % de lignina, un cemento químico que une entre sí las fibras. Tanto la hemicelulosa como la lignina son sustancias amorfas [4].

En el proceso de fabricación de celulosa, la hemicelulosa y lignina son parcialmente eliminados. La composición típica de kraft sin blanquear es en torno a 75%-85% de celulosa, 10%-20% de hemicelulosa, 2%-6% de lignina y menos del 0,5% de compuestos inorgánicos [3].

La celulosa (Figura 3.2) es un polímero de condensación lineal que consiste en anhidroglucosas unidas entre sí por enlaces glucosídicos.

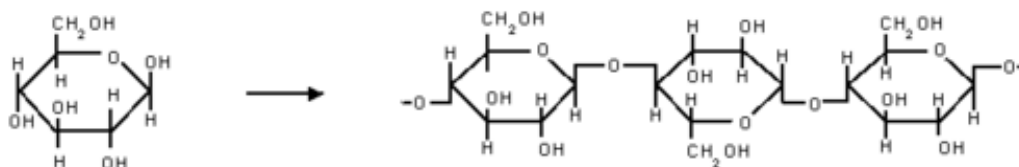


Figura 3.2. Estructura de la celulosa

El grado de polimerización puede ser tan alto como 14.000 en celulosa nativa, pero los procedimientos de purificación, por lo general lo reducen al orden de 1200 (kraft blanqueada de madera blanda).

Cuando la molécula de celulosa se extiende completamente, toma la forma de una cinta plana altamente hidrofílica con los grupos hidroxilo que sobresalen lateralmente y en condiciones de formarse tanto enlaces intermoleculares como enlaces intramoleculares de hidrógeno. La superficie de la cinta se compone principalmente de átomos de hidrógeno vinculados directamente con el carbono y por lo tanto hidrofóbica. Estas dos características de la estructura molecular de la celulosa son los responsables de su estructura supramolecular y esto a su vez, determina muchas de sus propiedades químicas y físicas [3][2].

La celulosa va formando microfibrillas, para después ir formando macrofibrillas para dar como resultado las fibras de celulosa, que pueden tener un largo de 1 a 20 mm y un diámetro de $20\mu\text{m}$ (Figura 3.3).

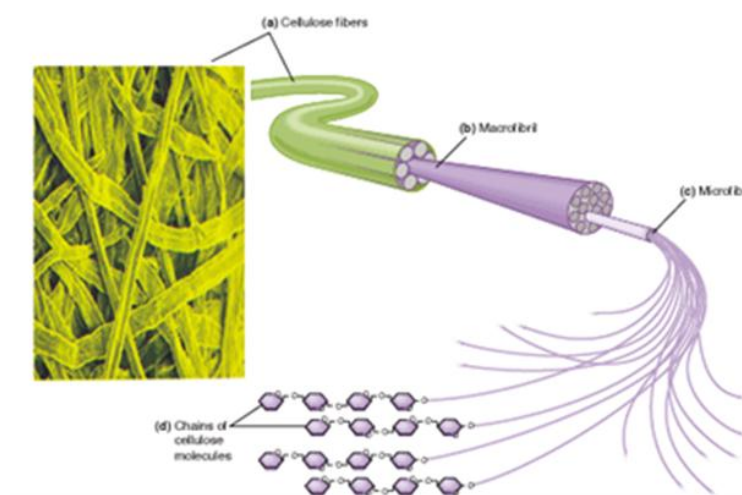


Figura 3.3. Composición de las fibras de celulosa

Las sustancias hemicelulosicas (Figura 3.4) son un grupo no uniforme de polisacáridos complejos que no son de celulosa. Su grado de polimerización es sustancialmente menor que la de celulosa y es entre 50 y 250. La hemicelulosa forma la matriz real en el que las fibras de celulosa están incrustadas. La hemicelulosa presente en las fibras de celulosa también juega un papel importante en la resistencia mecánica, es decir, en la unión fibra a fibra, debido a que sus grupos hidroxilo forman los puentes de hidrógeno necesario para el enlace químico [3].

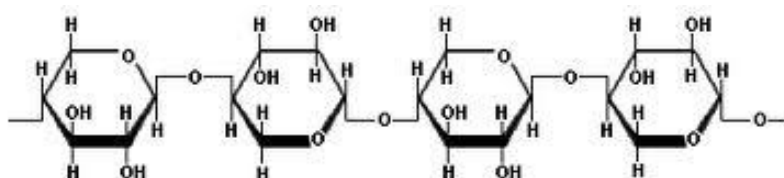


Figura 3.4. Estructura de la hemicelulosa

La lignina (Figura 3.5) es una sustancia polimérica natural que es difícil de degradar. Forma junto con la celulosa el componente principal de la madera [3].

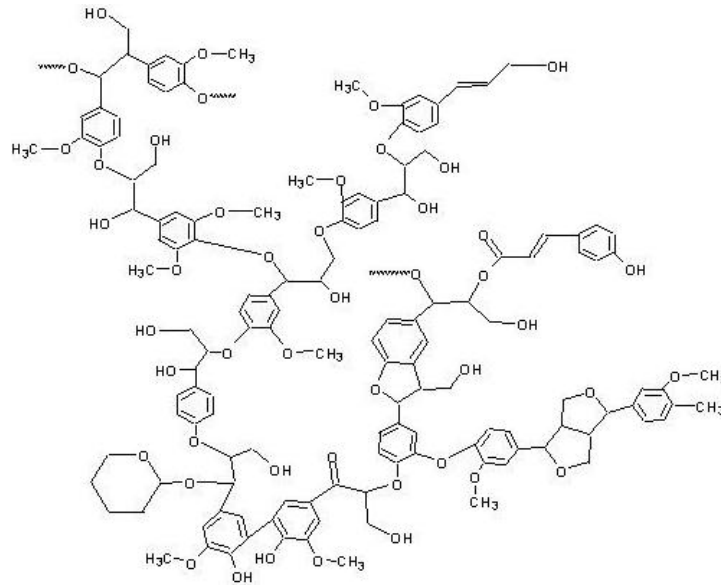


Figura 3.5. Estructura de la lignina

3.3 ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE

El proceso de envejecimientos del papel es esencialmente una despolimerización. Cuando los vínculos entre las unidades en las cadenas de celulosa se rompen, el grado de polimerización se reduce y la resistencia mecánica cae con él.

Cuando se obtiene el papel, éste presenta un grado de polimerización (DP) aproximadamente de 1200. Después de pasar por el proceso de secado en la fábrica éste DP se reduce a 800-1000 con un contenido en agua de 0,5%. La resistencia a la tracción se reduce en torno a un 20 % de su valor original [5].

La resistencia a la tracción mecánica del papel depende de su grado de polimerización. Por debajo de un grado de polimerización de 200 no se garantiza que el transformador sea capaz de soportar los esfuerzos de repulsión de cortocircuitos y el transformador debe destruirse.

Las reacciones químicas que pueden provocar la despolimerización de la celulosa son la acido-hidrólisis, pirólisis y la oxidación. Por tanto, los principales factores que influyen en el envejecimiento de la celulosa en los transformadores son la temperatura, la humedad y el oxígeno [6].

3.3.1. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE HIDRÓLISIS

En este mecanismo de envejecimiento la degradación de la celulosa se debe a la hidrólisis y la posterior oxidación de los productos. Con la glucosa y las pentosas (Figura 3.6), como paso intermedio, los compuestos furánicos o furfurales son los productos de la reacción [7].

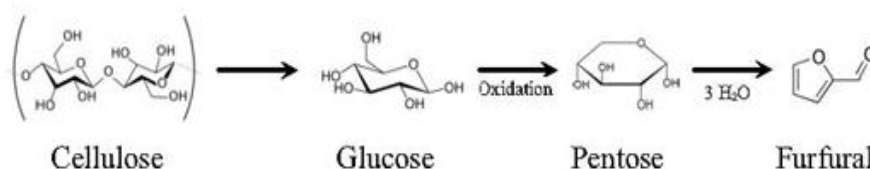


Figura 3.6. Productos de la degradación de la celulosa

La hidrólisis de una cadena de celulosa además de dar cadenas más pequeñas, da lugar a tres moléculas de agua por lo que el contenido de agua del aislamiento de un transformador va aumentando a lo largo de su vida pudiendo constituir un gran porcentaje en peso de la masa total del aislamiento sólido del cual por lo general menos del 1% de la cantidad total del agua se disuelve en el aceite. La presencia de agua incrementa la tasa de degradación. Al comienzo de la vida de un transformador, el aislamiento de papel Kraft contiene en torno a un 0,5% de agua. Los niveles de agua en el transformador pueden aumentar hasta un 5% durante su vida útil [3].

La hidrólisis además de producir agua, produce CO, CO₂, ácidos y unos compuestos llamados furanos que son productos del envejecimiento del papel y no del aceite y por ellos, el análisis de furanos es un buen método de análisis del envejecimiento de un transformador, especialmente el 2FAL se ha encontrado útil en el diagnóstico del transformador.

El CO y CO₂ son los últimos productos de degradación de todos los componentes de papel y cartón, y en menor cantidad son también productos de la degradación del aceite [3].

Los ácidos producidos por la rotura de las cadenas de celulosa se obtienen por las reacciones de deshidratación siguientes a la hidrólisis donde 5-hidroxi-2-furfural es el mayor producto cuya descomposición da ácido levulínico (el cual puede descomponerse en ácido polimérico) y ácido fórmico [3]. La oxidación del papel también es causante de la producción de ácidos, tanto libres como grupos de ácidos unidos a la cadena de celulosa que hacen aumentar la acidez del sistema, y acelerar el



proceso de envejecimiento que se atribuye a la hidrólisis catalizada por ácido y las reacciones de deshidratación [5]. De esta manera la hidrólisis es una reacción auto acelerada.

Una alta acidez en el aceite acelera el envejecimiento debido a que el deterioro del papel está combinación con el del aceite.

La hidrólisis ácida se puede comprender usando dos sustancias modelo, las cuales son D-glucopyranoside y celobiosa demostrando así que la hidrólisis es catalizada por ácidos, es decir, es catalizada exclusivamente por iones hidrogeno provenientes de los ácidos disociados, ya que los ácidos carboxílicos sin disociar no despolimerizan la celulosa.

El agua afecta a la concertación de H^+ por causa de la disociación de los ácidos carboxílicos, y de esta manera ejerce una profunda influencia en el proceso de envejecimiento. Cuando los vínculos entre las unidades de celulosa y hemicelulosa son hidrolizados por el ácido se consume una molécula de agua por cada enlace roto. Sin embargo, cuando la actividad de agua en el sistema es muy baja, y sobre todo cuando la temperatura supera los 100 °C, la ácido-hidrólisis de los enlaces internos continua, con relativa rapidez, por un conjunto de reacciones de deshidratación ácido-catalizadas que conducen a la liberación de tres moléculas de agua por cada unidad monosacárida.

El esqueleto de carbono de la unidad de azúcar se convierte al mismo tiempo en un derivado del furano, que es bastante estable al ácido, por lo que su medida puede usarse para proporcionar un índice arbitrario de la liberación de agua.

Lundgaard sugiere que la hidrólisis de la celulosa es un proceso catalítico, donde la velocidad de la reacción depende de los ácidos disociados o iones H^+ que pueden entrar en las zonas amorfas de la celulosa [8].

La sinergia entre el agua y los ácidos es muy clara. Obviamente, la tendencia de un ácido carboxílico de disociar es un parámetro importante para una contribución de los ácidos a la catálisis ácida. También la importancia del peso molecular de los ácidos se hace evidente, este efecto explica el hecho de que los ácidos de bajo peso molecular son absorbidos más fácilmente por las fibras de celulosa, mientras que los ácidos de gran peso molecular no lo son a causa de su polaridad inferior.

Para retardar el envejecimiento se puede mejorar el papel mediante la vinculación de sustituyentes voluminosos como los grupos éter-cyanoethyl a los grupos $HO-$ de la celulosa y la hemicelulosa, o agregar bases débiles orgánicas como diciandiamida, la urea o la melamina con el fin de neutralizar los ácidos producidos por la oxidación del aceite y el papel. Cabe señalar que estas bases están sujetas a la hidrólisis ácida, y el

agua que se consume a cada paso, por lo que se pueden considerar como agentes químicos orgánicos desecantes [5]. Los papeles con este tipo de tratamiento se denominan papeles térmicamente mejorados y aunque son muy utilizados en EEUU no se utilizan demasiado en Europa.

3.3.2. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE OXIDACIÓN

La segunda causa principal de envejecimiento del papel es el oxígeno [5]. Es esencialmente una forma de pirólisis o combustión lenta, ya que sus productos finales son el agua y el dióxido de carbono.

Hay muchos productos intermedios en el proceso oxidativo, como 2-furfural, hidroximetilfuraldehído y el monóxido de carbono que son producidos también por el proceso de la hidrólisis. Otros parecen ser producidos exclusivamente por la oxidación y su identificación tiene valor para diagnóstico. Estos productos son el 5-metil-2-furaldehído, 2-acetil-fúrano y alcohol furfúrico.

La despolimerización oxidativa es catalizada por radicales hidroxilo (HO), que se producen por la descomposición del peróxido de hidrógeno (H_2O_2) y de hidroperóxidos orgánicos (ROOH). El peróxido de hidrógeno se puede formar, por ejemplo, a partir del oxígeno y el agua por las reacciones catalizadas por los cationes de metales de transición (como Cu^+ , Cu^{2+} o Fe^{2+} , Fe^{3+}). Los radicales hidroxilo se forman a partir del peróxido de hidrógeno o ROOH en una reacción catalizada por trazas de Fe^{3+} y otros metales activos junto con pequeñas cantidades de compuestos auto oxidables como los fenoles o aminas aromáticas o tioles. Estos son especialmente importantes porque los grupos aromáticos tiol se introducen en la lignina durante el proceso de fabricación Kraft. El grupo de los fenólicos también se forman por la oxidación de compuestos aromáticos en el aceite, y también están presentes debido a la adición de antioxidantes, aunque no hay evidencia en la actualidad que este último tenga ningún efecto perjudicial [5]. También se ha sugerido que la oxidación se reduce en ambiente ácido, lo que reducirá la importancia de estas reacciones con el tiempo [3].

3.3.3. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL MEDIANTE PIRÓLISIS

Por pirólisis nos referimos a un proceso que puede tener lugar sin acceso de agua u oxígeno o cualquier otro agente que pueda iniciar la descomposición. A temperatura normal o sobrecarga ($\leq 140^\circ C$) este proceso es de poca relevancia. A altas



temperaturas, pueden ocurrir defectos con la consiguiente generación de H_2O , 2-Furfural, CO y CO_2 .

3.3.4. ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL EN FUNCIÓN DE LA POSICIÓN

La temperatura de un transformador no tiene una distribución uniforme, sino que en un transformador en servicio la parte superior de los arrollamientos está más caliente que la parte central y que la parte inferior. Esto se debe a dos causas principales, la primera es que el aceite del transformador se mueve por diferentes densidades, de modo que el aceite frío baja y caliente sube recogiendo el calor que van soltando los arrollamientos y calentándose aún más. La segunda se debe a que los extremos de los arrollamientos se tienen unas pérdidas adicionales superiores a las que se tienen en la parte central debido al efecto borde.

Todo ello hace que la parte superior del arrollamiento envejezca más deprisa y por tanto el fin de vida del transformador estará más relacionado con el fin de vida de la zona superior de los arrollamientos.

La toma de muestras del papel de un transformador no se puede llevar a cabo en transformadores en servicio, siendo muy complicada la toma para transformadores llevados a achatarra ya que las características que pueda tener el papel pueden ser totalmente modificadas una vez que se saca éste de la cuba con aislamiento a base de aceite mineral.

Cuando se toman muestras para calcular el grado de polimerización (DP) medio de una bobina se debe tomar muestras uniformemente repartidas a lo largo de la altura de la bobina. Si, por ejemplo, se hubieran tomado demasiadas muestras de la zona superior de la bobina (donde es más fácil de obtener las muestras en la práctica) los valores de DP serán demasiados bajos ya que en estas zonas se produce mayor stress térmico y por lo tanto mayor degradación. El papel aislante que se encuentra en la parte superior de la bobina es el que más envejecido se encuentra y por tanto es la parte de papel que más riesgo de fallo tiene, por tanto es el que mejor indica el grado de envejecimiento de un transformador.

Si es posible se deben tomar muestras de la bobina en cualquier posición de su eje axial, comenzando a tomar medidas en el centro de la bobina y posteriormente se tomarían muestras equidistantes tanto en la parte superior como inferior para el cálculo de la media de DP (Figura 3.7). Si el estudio se realiza en transformadores trifásicos, las muestras deben ser tomadas en la columna del centro del transformador ya que allí se acumula el mayor stress térmico [7].

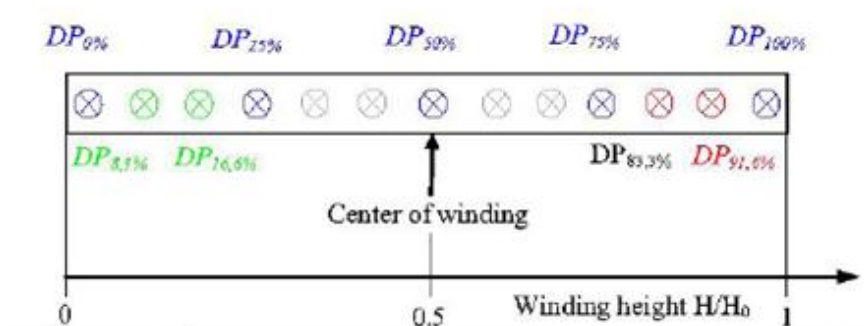


Figura 3.7. Grado de polimerización en función de la zona donde se haya realizado la toma de muestras

3.4 ECUACIÓN QUE RELACIONA EL GRADO DE POLIMERIZACIÓN CON LA TEMPERATURA Y EL TIEMPO

A medida que avanza el envejecimiento, el peso molecular y el grado de polimerización (DP) de la celulosa se reduce debido a la ruptura de las cadenas de celulosa. La relación entre la ruptura de las cadenas y el grado de polimerización (DP) es:

$$\eta = \frac{DP_0}{DP_t} - 1 \quad (3.1)$$

Donde DP_0 es el grado de polimerización inicial y DP_t el grado de polimerización transcurrido el tiempo y η la ruptura de las cadenas de celulosa [3].

Ekenstam [9] consideró aleatoria, la cadena de escisión y la relación directa y reciproca del grado de polimerización (DP) con el tiempo, y esta relación combinada con la ecuación de Arrhenius que depende de la temperatura puede ser expresada matemáticamente de la siguiente forma [3]:

$$\frac{1}{DP_t} - \frac{1}{DP_0} = A \cdot e^{\frac{-E}{RT}} \cdot t \quad (3.2)$$

$$\frac{1}{DP_0} \left(\frac{DP_0}{DP_t} - 1 \right) = A \cdot e^{\frac{-E}{RT}} \cdot t \quad (3.3)$$

Donde R es la constante molar de los gases ideales (8,314 J/mole/K), T es la temperatura en Kelvin, E es la energía de activación (KJ/mole) y A es una constante dependiente del proceso químico.

Si en lugar de poner DP en función del tiempo ponemos 1/DP en función del tiempo se obtienen líneas bastante rectas, lo que muestra que la tasa de cambio (k) es bastante lineal con el tiempo hasta un cierto valor de 1/DP. Esto obedece al modelo si decimos que $\frac{\Delta\eta}{\Delta t} = k$.

Llevando el $\ln(k)$ vs $1/T$ se obtienen líneas rectas como en el caso de un proceso activado térmicamente descrito en la ecuación de Arrhenius (Figura 3.8).

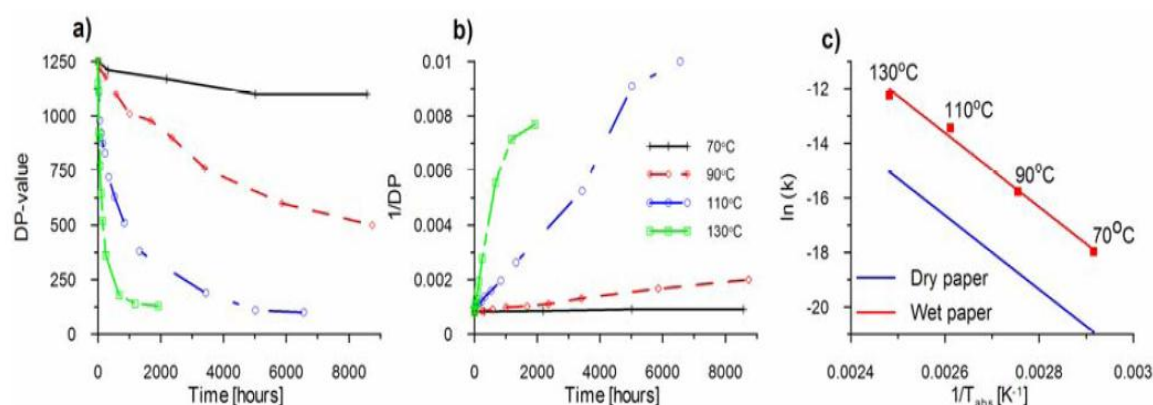


Figura 3.8. Dependencia del DP y los esfuerzos de tracción del papel para el envejecimiento del papel Kraft (3% de agua a 110°C)

El valor de E describe la pendiente de la curva del gráfico c, es decir, a mayor valor de temperatura más dependiente es de la velocidad de la reacción (más pronunciada es la curva).

3.5 DIAGNÓSTICO DEL ENVEJECIMIENTO DEL PAPEL AISLANTE EN TRANSFORMADORES EN ACEITE

El diagnóstico de los transformadores de potencia es importante para determinar el estado del aislamiento del transformador. Debido a la gran importancia de conocer el estado real de dicho aislamiento son muchas las técnicas de diagnóstico que se utilizan. A continuación van a desarrollarse las técnicas más importantes utilizadas para el diagnóstico del estado de un transformador.

3.5.1. HUMEDAD

El contenido de agua en el aislamiento de un transformador acelera el envejecimiento, reduce la resistencia eléctrica del papel y aumenta las pérdidas y el riesgo de formación de burbujas durante la sobrecarga [3]. Para evitar un envejecimiento acelerador, el contenido de agua en el aislamiento sólido debe limitarse durante el funcionamiento normal del equipo. Sin embargo, es inevitable la formación de agua durante el proceso de degradación de la celulosa.

La obtención de una medida de humedad en el aislamiento sólido del transformador depende de la humedad en el aceite y el conocimiento de su distribución entre el aceite y el papel dependiendo de las condiciones a las que se ve sometido el transformador [10][11].

Para conocer la partición de la humedad entre el aceite y el papel se han elaborado unas curvas conocidas como curvas Oommen (Figura 3.9), cuya aplicación presupone que ha pasado el tiempo suficiente para que se alcance el equilibrio del agua entre el aislamiento sólido y líquido. La experiencia demuestra que para alcanzar el estado de equilibrio requiere más de tres semanas de operación constante [12]. El fenómeno de equilibrio depende de la temperatura, el espesor y la humedad del material aislante.

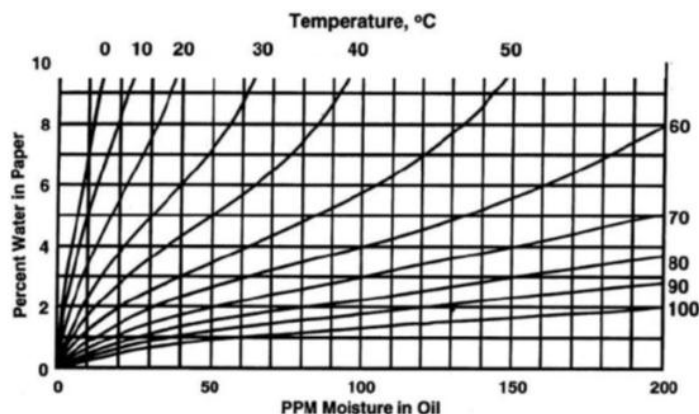


Figura 3.9. Curvas Onmmen para la distribución del contenido de agua entre el aceite y el papel

Estas curvas, sólo muestran buenos resultados cuando se aplican a transformadores con aislamiento nuevo, la aplicación sobre sistemas de aislamiento envejecidos puede proporcionar grandes errores [12][13].

La aplicación del método de diagnóstico evaluando el contenido de humedad en el aislamiento del transformador debe combinarse con otros métodos de diagnóstico para obtener un mejor conocimiento del estado del transformador. Adicionalmente, es importante conocer las temperaturas del transformador durante el muestreo de aceite para obtener una evaluación razonablemente buena de contenido de agua en el aislamiento de celulosa [3]. Este método de diagnóstico permite obtener el contenido de humedad en el aceite y en el papel y evaluar así el rendimiento eléctrico y mecánico del papel.

3.5.2. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA)

El análisis de gases disueltos es uno de los métodos de diagnóstico más empleados para detectar fallos incipientes en el aislamiento del transformador. Los resultados de este método se basan en la cantidad de diferentes gases disueltos en el aceite y las relaciones entre ellos.

La cantidad de CO y CO₂ disueltos en el aceite puede correlacionarse con el grado de polimerización y la resistencia a la tracción del papel [14]. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el CO y CO₂ son producidos también por la degradación térmica del aceite debida a los materiales componentes del transformador.



Se han sugerido métodos [15] para determinar el estado de envejecimiento del transformador basados en la relación entre el CO_2 y el CO , donde dicha relación debe ser limitada (inferior a 10). La norma IEC 60599 IEC [16] sugiere relaciones CO_2/CO por encima de un valor de 3 para el envejecimiento normal, de forma que para valores anormales de esta relación puedan detectarse fallos que provoquen una degradación excesiva del papel.

3.5.3. ANÁLISIS DE FURANOS

La calidad del aislamiento de papel en un transformador depende del grado de polimerización (DP), que representa el número de anillos de glucosa en una cadena. Durante el envejecimiento del transformador, los anillos glucósicos se rompen, disminuyendo la resistencia mecánica del papel y generando subproductos como agua, gases, grupos aldehído y grupos de carboxilo.

El control de los grupos aldehído o elementos de este grupo como el Furfural da una información acerca del grado de polimerización (DP). El diagnóstico con este método nos permite correlacionar el grado de envejecimiento del transformador con la cantidad de compuestos furánicos y a su vez con el DP dependiendo de las condiciones de funcionamiento y de los elementos que forman el transformador. Es importante combinar este análisis con otros métodos de diagnóstico para poder conocer mejor el estado del transformador.

En este análisis se va a centrar el estudio realizado en este proyecto que va a ser explicado en mayor profundidad en el capítulo CAPÍTULO 4:.

3.5.4. OTROS MARCADORES QUÍMICOS DE DIAGNÓSTICO PARA MUESTRAS DE ACEITE

En la década de 1990, Nick Dominelli [17][18] inició un amplio estudio sobre la posibilidad de evaluar el envejecimiento a través de nuevos compuestos, tanto volátiles como solubles en aceite, como resultado de la degradación del papel aislante.

Estos compuestos van a ser descritos a continuación evaluando su potencial en el diagnóstico del estado del transformador:

- **Azúcares**

Muchos estudios sobre la descomposición del papel muestran que levoglucosan (1,6-anhydro- β -Dglucopyranose) juega un papel clave en la degradación térmica de papel. Emsley [19] demostró que este compuesto podría ser un producto intermedio clave en la degradación de la celulosa en los transformadores de potencia, lo que podría conducir directamente a la formación de compuestos furánicos.

Scheirs [20][10] observó la creación de monosacáridos y polisacáridos durante estos procesos y propuso algunos mecanismos para explicar la formación de 2-furfural que van a ser explicados en el capítulo 4. En 1998, Saiid Husain [21] fue capaz de determinar la presencia de levoglucosan. Mientras que Soares [38] también se observó la presencia de levoglucosan, pero esta vez a temperaturas superiores a 250 ° C.

Lessard [22][23] mediante técnicas de medida pudo detectar hidratos de carbono específicos, tales como levoglucosan y cellobiose extraídas a partir de papel. Los cambios en estos azúcares podrían estar relacionado con la pérdida de DP.

La posibilidad de que carbohidratos potencialmente solubles en aceite, carbohidratos de alcohol o ácidos orgánicos podrían formarse en el proceso de degradación de la celulosa no se ha descartado [2]. El principal desafío es encontrar una técnica de extracción adecuado y eficaz para detectarlos incluso en pequeñas concentraciones en el aceite antes de que se formen los compuestos furánicos.

- **Ácidos orgánicos**

Koreh [24] determina la presencia de 3-furoic acid methyl ester, el cuál parece desarrollarse a niveles de concentración a la par con 2-furfural.

Vergne [25], observó diversos ácidos orgánicos en el aceite como levulínico, fórmico, acético, láctico, glicólico carbónico, y ácido furoico. La presencia de los ácidos levulínico, fórmico y parece ser causada principalmente por la oxidación del aceite. Sin embargo, Lundgaard [26][27][28] atribuye su formación a las reacciones siguientes a la hidrólisis.

- **Compuestos volátiles**

Soares y otros [38] fueron capaces de observar en el laboratorio una gran variedad de compuestos volátiles, donde los principales son la acetona, hydroxypropanone, butenal, butadione y butanone.

La acetona fue observada por algunos autores (Dominelli [17], Awata [29] y Keiichi [30]), tanto en el laboratorio como en transformadores en campo.

Dominelli [17] también fue capaz de observar la presencia de moléculas de sulfuros de metilo, donde sulfuro de dimetilo era el producto principal. La formación de estas moléculas se atribuye a la lignina residual del papel aislante durante el proceso de preparación de la pasta. Por lo que su presencia puede atribuirse al proceso de degradación de la celulosa.

- **Compuestos furánicos análogos**

De acuerdo con Dominelli [18], Wodley [31], Grant [32] y Lessard [33], los productos resultantes de la degradación térmica de papeles y cartones aislantes no se limita sólo a los compuestos furánicos estudiados comúnmente. En los últimos años, se han observado nuevos compuestos que muy probablemente resulten de la descomposición del papel [34][35][36], pero es necesario información adicional para identificar a estos compuestos y vincular su origen y evolución a la degradación del papel.

- **Degradación de resinas fenólicas**

Las resinas fenólicas están presentes en la madera laminada, así como en papel impregnado de resina. En 1991, Dominelli [35] observó la presencia de compuestos fenólicos (fenol, m-cresol, o-cresol y fenol dimetil 2,3 y 2,6 y 2,3,5, trimetil fenol) en transformadores de potencia y ligado su presencia a las resinas fenólicas. Vergne [25] identifica la misma familia de moléculas en los transformadores franceses. Estos compuestos podrían ser muy útiles para la caracterización general del aislamiento de un transformador.

CAPÍTULO 4: REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA SOBRE DETERMINACIÓN DE LA VIDA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA A PARTIR DE COMPUESTOS FURÁNICOS

En este capítulo se realizará una revisión bibliográfica sobre los compuestos furánicos, exponiendo los distintos compuestos que existen, así como su formación y las formas en la que diferentes autores proponen relacionar el tiempo de vida del transformador con este tipo de compuestos.

La información precisa para la escritura de este capítulo ha sido obtenida de los Brochure 323 y 494 de CIGRE [3][37] y de artículos científicos aparecidos en revistas. Las observaciones y/o opiniones de los diferentes autores no siempre son coincidentes, es por ello que en ocasiones aparecen afirmaciones contradictorias.

4.1 GENERACIÓN DE COMPUESTOS FURÁNICOS

Los compuestos furánicos son los principales productos de la degradación del papel aislante de celulosa. Aunque los furanos se generan en el papel aislante, su determinación se realiza sobre muestras de aceite extraídas del transformador. La cantidad de derivados furánicos disueltos en el aceite es muy reducida, y su concentración se mide en partes por billón (ya sea en peso, $\mu\text{g}/\text{kg}$, o en volumen $\mu\text{g}/\text{L}$).

Los polímeros de glucosa se fraccionan durante el envejecimiento de los aislamientos celulósicos, y esto conduce a la generación de subproductos como el agua, gases (CO , CO_2), grupos aldehídos (furanos) y grupos carboxilo. A diferencia del resto de los productos de degradación, los furanos sólo pueden surgir de la descomposición de los materiales celulósicos en un transformador. Por ello el análisis de su presencia se ha visto como una oportunidad de evaluar el estado de los materiales aislantes celulósicos en un transformador de potencia [39].

Hay varios mecanismos para la formación de compuestos furánicos, en función de si el mecanismo predominante en el envejecimiento de los papeles aislantes es la pirolisis, la degradación hidrolítica o la degradación oxidativa de las unidades de glucosa [40] (Figura 4.2). Mediante la pirolisis (Figura 4.1) de la glucosa (que se produce cuando se degrada el papel a temperaturas mayores a 130°C), la reacción a través de la levoglucosa (1,6-anhydro- β -D-glucopyranosa) da un azúcar deshidratado que después de una serie de reordenamientos de enlaces, y la adicional pérdida de agua y formaldehído (o hidrógeno más monóxido de carbono), da furfuraldehído (2-furfural) además de otros productos (entre ellos otros tipos de furanos) [3][37].

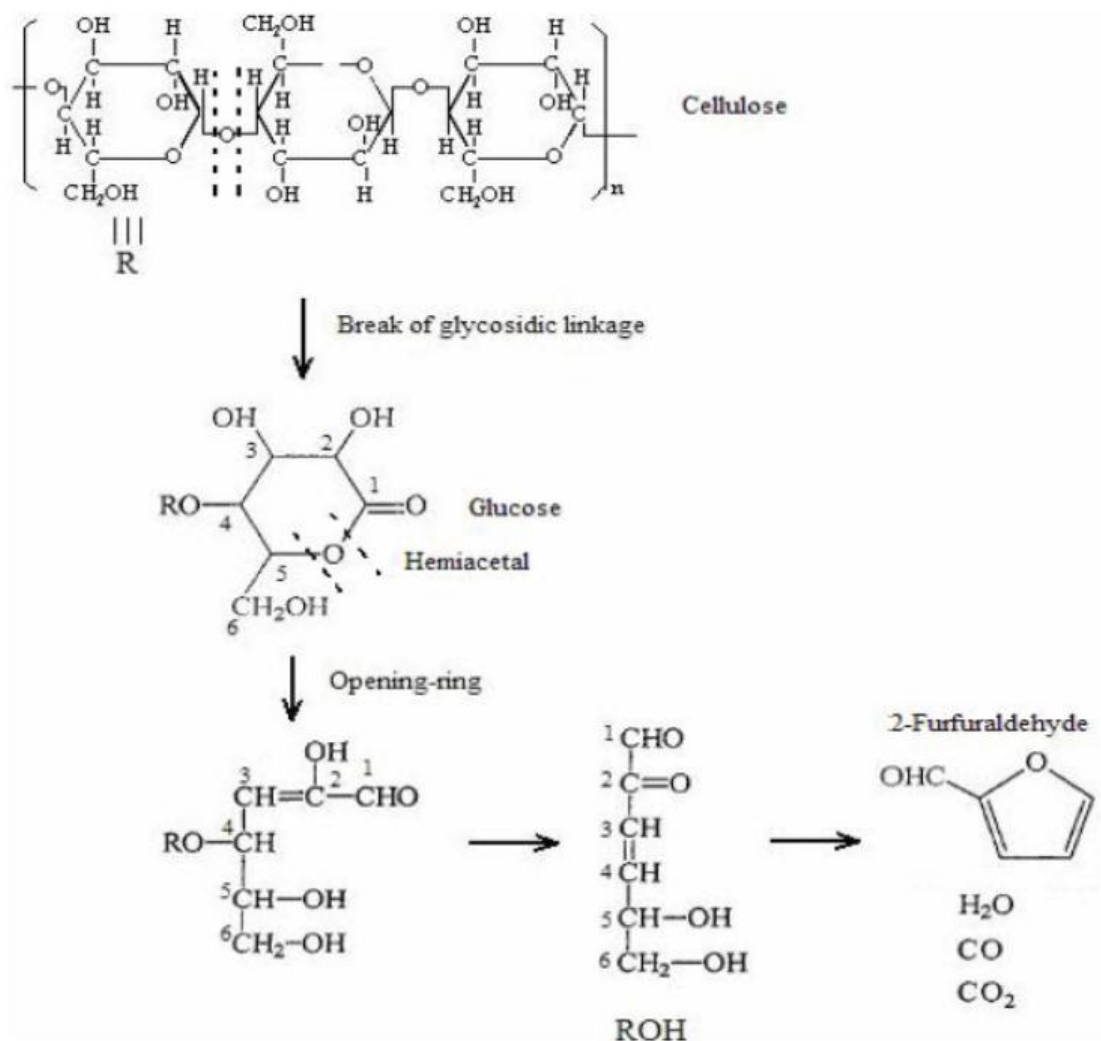


Figura 4.1. Descomposición de la celulosa mediante pirólisis

La hidrólisis de las unidades de glucosa procede de la formación de un epoxi o un enol seguido de un reordenamiento interno y una deshidratación y eliminación adicional de formaldehído para producir furfuraldehído y otros productos [3][37]. Este es el mecanismo más importante para la formación de 2-FAL a temperaturas de servicio del transformador [41].

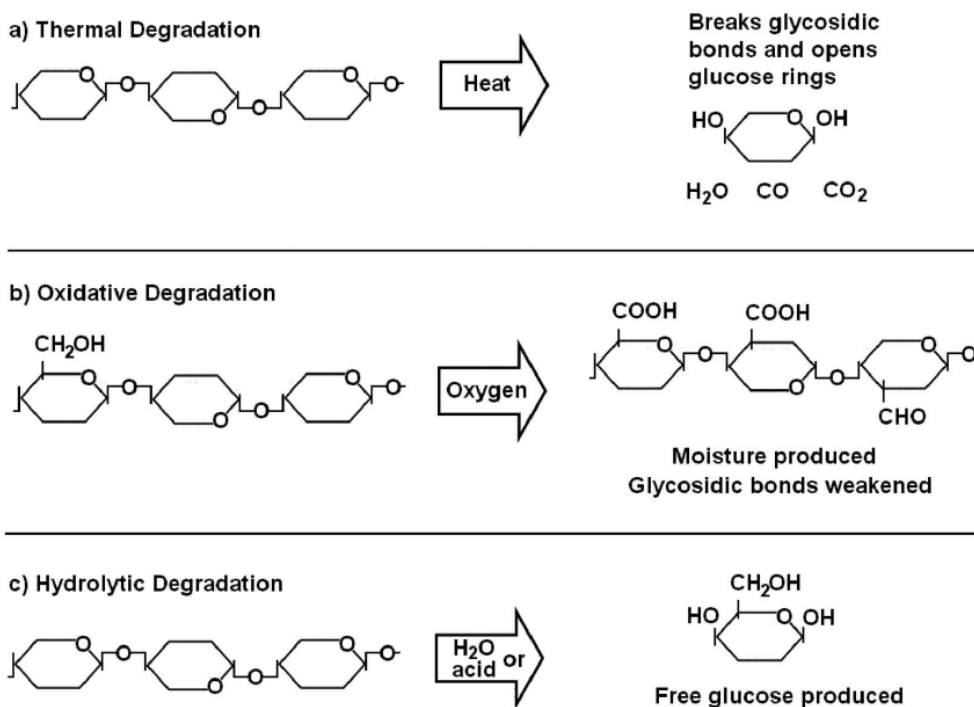


Figura 4.2. Mecanismos de degradación de la celulosa

Además de las reacciones mencionadas que generan compuestos furánicos a partir de celulosa, los compuestos furánicos sufren reacciones secundarias que hacen que unos compuestos degeneren en otros. La reacción de hidrólisis inicial es la que causa la rotura de las cadenas de celulosa, las reacciones de deshidratación siguientes son las que dan como resultado el furano 5-hidroxi-2-furfural como mayor producto. Esta sustancia se descompone en ácido levulínico y ácido fórmico que a su vez se descomponen dando 2-furfural, CO y agua.

Sin embargo, los mecanismos descritos anteriormente no son los únicos propuestos en la bibliografía. Algunos autores proponen que los compuestos furánicos pueden provenir de la degradación de la hemicelulosa y no de la celulosa [42][25] lo que restaría importancia a estos compuestos como indicadores del estado del papel, debido a que la hemicelulosa es la parte más frágil del papel y no es muy representativa del aislamiento de papel.

La degradación térmica de los materiales celulósicos presentes en los transformadores con aislamiento en aceite produce diferentes tipos de derivados furánicos (Figura 4.3), siendo el más común el 2-furfural (en ocasiones denotado como 2FAL) con un porcentaje del 98,2%. Los demás derivados furánicos que se han identificado son 5-hidroxi-metil-2-furfural (5H2F) en un 2,8%, 2-acetilfurano (2-ACF) en un 1,2%, 5-metil-

2-furfural (5M2F) en un 8,3% y 2-furfuol (2FOL) en un 1%. Como podemos ver estos compuestos se producen en cantidades mucho más pequeñas cuando se degrada térmicamente el papel de los transformadores de potencia.

Es importante resaltar que los compuestos furánicos son productos específicos de la degradación del papel, por lo que su estudio se convierte en una buena técnica para conocer el envejecimiento del papel [44].

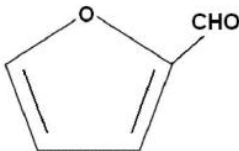
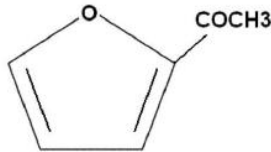
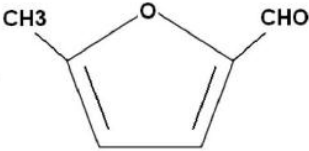
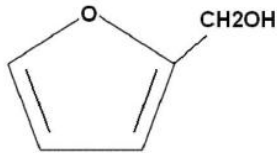
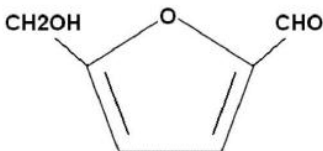
Name and Abbreviation	Structure	Synonyms
2-FURALDEHYDE 2FAL		2 - FURFURALDEHYDE 2 - FURFURAL FURFURAL FURALDEHYDE
2-ACETYLFURAN 2-ACF		2-FURYL METHYL KETONE
5-METHYL-2-FURALDEHYDE 5M2F		5-METHYL 2-FURFURALDEHYDE 5-METHYL 2-FURFURAL 5MEF
2 FURFUOL 2FOL		FURFURYL ALCOHOL
5 HYDROXYMETHYL 2 FURALDEHYDE 5H2F		5 HYDROXYMETHYL 2 FURFURALDEHYDE 5HMF

Figura 4.3. Diferentes compuestos furánicos que se pueden formar

Algunos autores han intentado correlacionar la concentración de compuestos furánicos medidos en el aceite de un transformador con el grado de envejecimiento de su aislamiento celulósico. Debido a que el grado de polimerización (DP) ha sido

aceptado como un indicador fiable del deterioro de aislamiento de papel Kraft, una correlación directa con el contenido de furanos resultaría ser el eslabón que falta para determinar el grado de envejecimiento del papel [45].

Para obtener la relación entre las concentraciones de furanos en el aceite y el DP del papel, se llevaron a cabo ensayos de envejecimiento acelerado de muestras de papel en diferentes laboratorios [46][47][48][6]. El análisis de los datos de prueba sugiere que existe una relación aproximadamente lineal entre el logaritmo de la concentración de 2FAL en aceite y la DP de papel Kraft estándar (Figura 4.4).

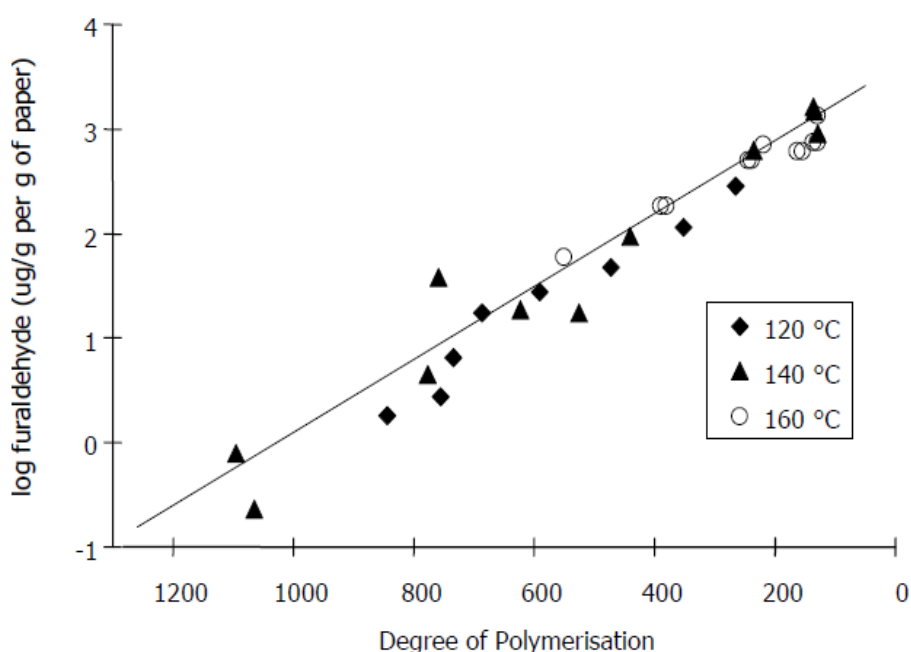


Figura 4.4. Correlación del DP con el log(2FAL) para diferentes temperaturas [37]

Diferentes autores han propuesto ecuaciones para relacionar el contenido de 2 FAL con el grado de polimerización del papel. En 1991, Xue, determinó la Curva Chengdong [49], que viene definida por la siguiente ecuación:

$$\log_{10}(2FAL) = 1,51 - 0,0035 * DP \quad (4.1)$$

En 1999 De Pablo [46] desarrollo un nuevo modelo de degradación que sugiere que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, se genera una molécula de 2-furfural. La ecuación propuesta por De Pablo es la siguiente:

$$DP = \frac{7100}{8,88 + (2FAL)} \quad (4.2)$$

Esta ecuación fue desarrollada por De Pablo suponiendo que el DP inicial es 800, el peso molecular del 2FAL es 96, y la relación entre el aceite y el papel en el transformador es de 25.

De Pablo también desarrolló otra ecuación, que se basa en la suposición de que el 20% del papel se degrada rápidamente. La segunda ecuación propuesta por De Pablo es:

$$DP = \frac{800}{0,186 * 2FAL + 1} \quad (4.3)$$

En 1999 Burton [46] propuso la siguiente:

$$\log_{10}(2FAL) = 2,5 - 0,005 * DP \quad (4.4)$$

Finalmente Pablo Vuarchex [46] propuso la ecuación que sigue:

$$\log_{10}(2FAL) = 2,6 - 0,0049 * DP \quad (4.5)$$

Las cinco ecuaciones anteriores se representan gráficamente en la Figura 4.5 para ilustrar la variación en los resultados.

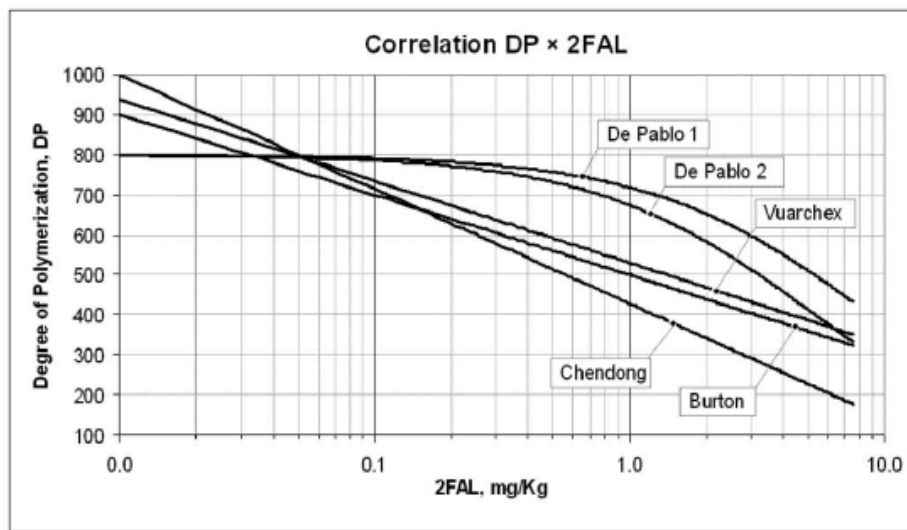


Figura 4.5. Diferentes correlaciones entre el DP y la concentración de 2FAL [45].

En la siguiente figura (Figura 4.6), se muestra la evolución de los compuestos furánicos obtenidos en pruebas de envejecimiento en laboratorios en relación con el grado de polimerización obtenida de un artículo de CIGRÉ WG 15.01 [50].

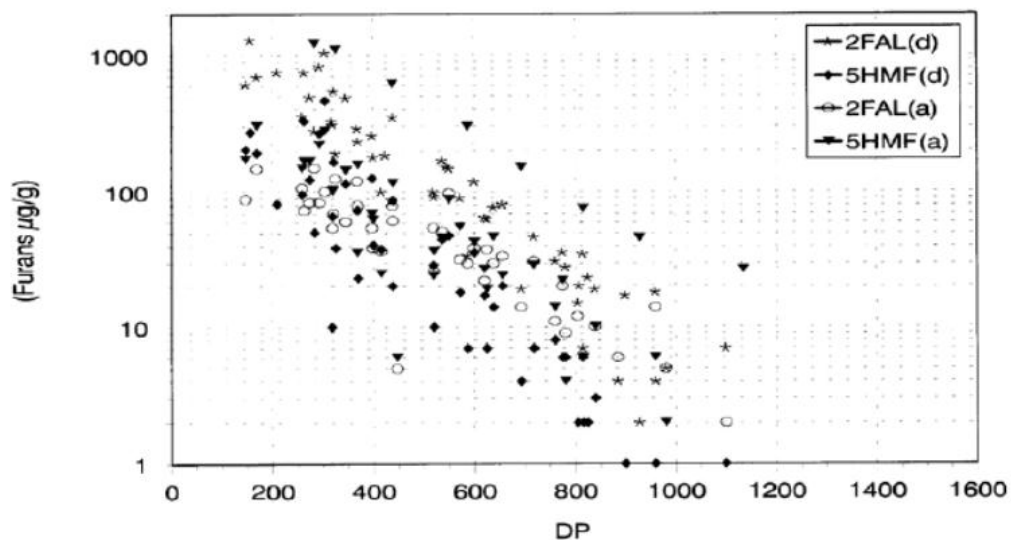


Figura 4.6. Relación entre el DP y el contenido en furanos [50][37]

Como se puede deducir de las figuras; Figura 4.5 y Figura 4.6, los resultados obtenidos por los distintos autores son significativamente diversos no existiendo en la actualidad un modelo unánimemente aceptado para relacionar el contenido de 2 FAL con el DP. Estas diferencias se deben a que en la cinética de formación de los compuestos no sólo influyen otros aspectos como el contenido en agua y en ácidos del papel y del aceite. Por tanto, la dependencia entre el 2FAL y el grado de polimerización del aislamiento de celulosa, dependerá de las condiciones de funcionamiento del transformador.

Esta teoría propuesta por De Pablo y otras van a ser estudiadas en la sección 4.6.

4.2 REPARTO DE FURANOS ENTRE EL ACEITE Y EL PAPEL

Las técnicas de diagnóstico de transformadores deben ser técnicas no invasivas, ya que sería muy costoso y agresivo tener que desencubar un transformador para realizar un diagnóstico del mismo. Por ello, el diagnóstico del grado de envejecimiento de un transformador en base al análisis de compuestos furánicos se realiza determinando los compuestos furánicos disueltos en el aceite, en lugar de analizar los compuestos furánicos presentes en el papel.

Por tanto, para establecer modelos de envejecimiento utilizando las mediciones de los compuestos furánicos disueltos en el aceite, es crucial encontrar la partición de los compuestos furánicos entre el papel y el aceite, así como los parámetros que podrían influir en dicha partición. Los coeficientes de partición son la relación entre mg/g de furanos en el aceite y mg/g de furanos en el papel [3].

Es evidente que la mayor parte de los compuestos furánicos de un transformador en servicio están dentro del aislamiento de papel, como describe Pahlavanpour [51][52]. Allan [43] propone una distribución del 2-furfural entre el aceite y el papel de 1:5.

Los furanos pueden migrar entre el aceite y el papel o viceversa en respuesta a los cambios en las condiciones de un transformador [53]. Por tanto, la concentración de furanos tiende a fluctuar dentro de un margen del $\pm 15\%$ cuando se lleva a cabo la toma de los datos experimentales dentro de un período de varios meses. Estas fluctuaciones se deben a la respuesta normal del índice de reparto a los cambios en el estado del transformador [76].

Algunos trabajos recientes [54] muestran que los índices de reparto de los compuestos furánicos en papel/aceite:

- Están muy influenciados por la humedad del papel (relacionada con el agua en el aceite)

- Están menos influenciados por la temperatura, a menos que sea junto con un aceite ácido
- Son diferentes para cada compuesto furánico
- Son diferentes para cada tipo de papel

La gran influencia de la humedad en el reparto de furanos entre el aceite y el papel es descrita en el Brochure de CIGRÉ 494 [37], donde se determina que el contenido de 2-FAL en el aceite aumenta a medida que aumenta el contenido de humedad en el equipo. Este fenómeno se relaciona más con la influencia de la humedad en el reparto de furanos entre el aceite y el papel que con un aumento en la generación de dichos compuestos debido al efecto de la humedad en el sistema aislante del transformador (Figura 4.7).

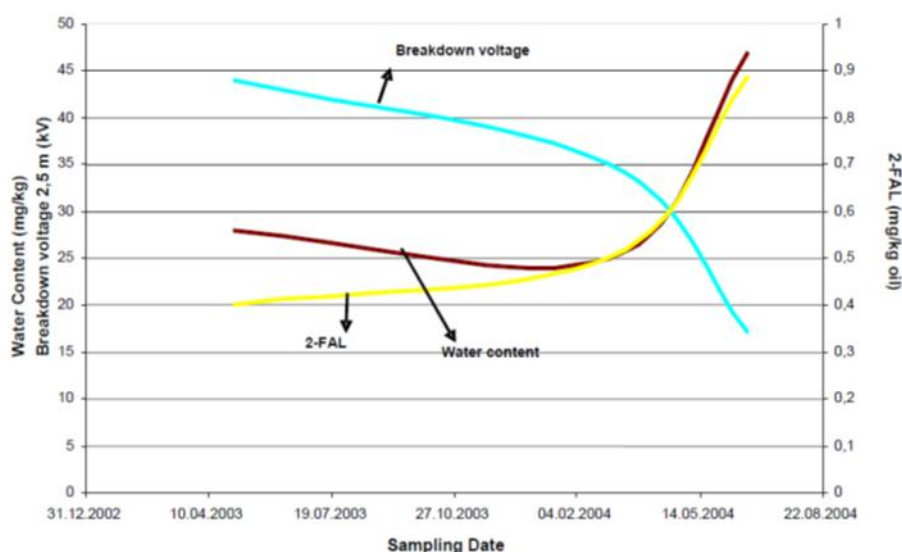


Figura 4.7. Variación del contenido de 2-FAL en el aceite en función de la humedad en el transformador [37]

Sin embargo, se observa un fenómeno similar cuando el equipo experimenta un aumento de la carga, esto sugiere la existencia de una estrecha relación en el reparto de furanos entre el aceite y el papel con la humedad del transformador [37] (Figura 4.8).

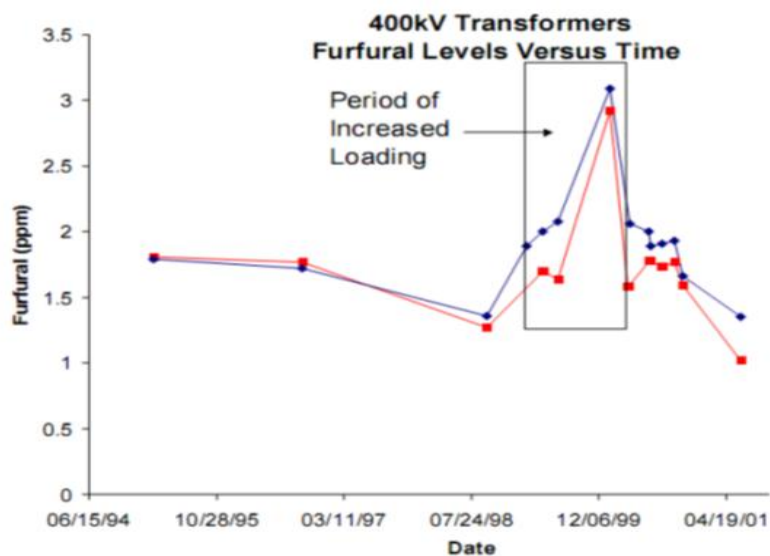


Figura 4.8. Incremento de la concentración de furanos en el aceite para un aumento de carga del transformador [37]

La Figura 4.9 muestra la partición del 2FAL entre el aceite y el papel bajo diferentes condiciones.

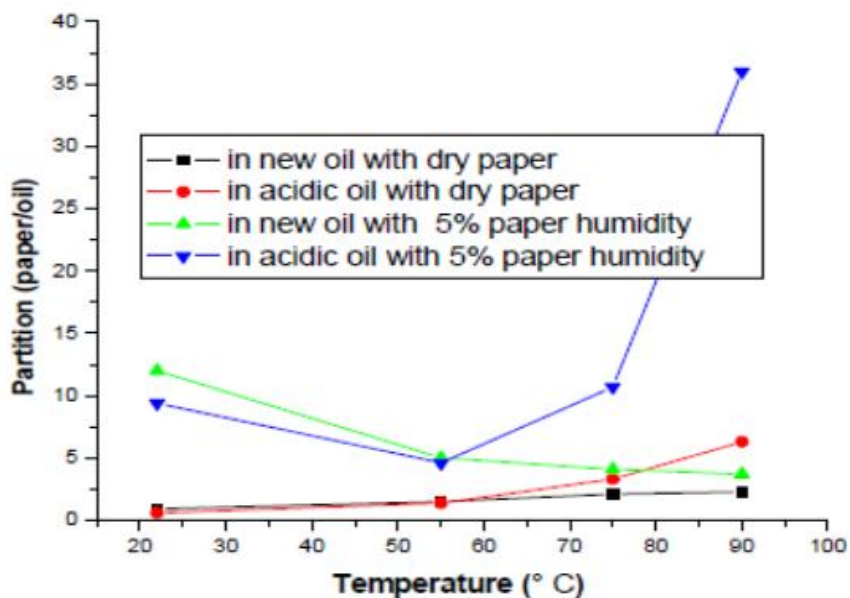


Figura 4.9. Partición de 2FAL entre el papel y el aceite para diferentes condiciones [50]



A continuación se resumen algunas indicaciones proporcionadas por diferentes autores sobre los coeficientes de reparto de los furanos entre el papel y el aceite:

Allan [37][43] propone una serie de coeficientes de reparto para unos pocos compuestos furánicos. La relación sugerida entre la concentración de 2 FAL en el aceite y el papel a 25°C es de 0,2, siendo esta relación no dependiente de la temperatura. Los coeficientes propuestos para otros compuestos a 25°C (5H2F, 2FOL, 2-ACF y 5M2F) son respectivamente 0; 0,03; 0,61 y 0,49. Estos coeficientes son más dependientes de la temperatura.

Qiang Fu [55] también observó que para el indicador clave (2-furfural) el coeficiente de partición no es muy dependiente de la temperatura, lo que ayuda a su uso como herramienta de diagnóstico.

Griffin [56] señaló que la temperatura no influye en el reparto de los compuestos furánicos en el transformador. Además afirma que a 200°C el papel húmedo conserva la mayor parte de los compuestos furánicos, lo que no ocurre con el papel previamente calentado. Por ello, para la interpretación del comportamiento de los furanos, puede ser necesario medir la temperatura de la muestra de aceite y la humedad, en el momento de extracción de la muestra [53].

Hohlein [54] informó de que los transformadores con papel húmedo, por lo general, tienen mayores niveles de furanos, propiedades inferiores en el aceite y menores valores de DP del papel que los transformadores secos en condiciones similares de servicio.

Myers y Sans [57] sugieren que la partición de los compuestos furánicos entre el aceite y el papel se ve afectada por la tasa de saturación de agua en el aceite. Según estos autores a mayor cantidad de agua en el aceite, menor concentración de compuestos furánicos.

La regeneración del aceite disminuye su concentración de furanos. Pero la regeneración no elimina los furanos del transformador, ya que la mayoría de los furanos residen en el papel. La evidencia práctica de este aspecto ha sido observada por la relativamente rápida acumulación de concentraciones de furanos en el aceite después de un cambio del mismo [55]. No obstante la migración de los furanos hacia el aceite desde el papel puede durar meses hasta que se alcanza el equilibrio [53] ya que el furfural es un compuesto polar, que requiere un tiempo para ser liberado al aceite.

4.3 ESTABILIDAD DE LOS COMPUESTOS FURANICOS

Los furanos son el indicador más fiable de la degradación del aislamiento de celulosa. Estos compuestos son conocidos por ser sensibles a la degradación térmica y a la oxidación, pero se informa poco, en forma práctica, de su estabilidad en el rango de temperaturas que pueden ser experimentadas en un transformador en servicio y de su afinidad relativa para el aceite o el papel, una vez generados dentro del transformador [55].

Las pruebas de laboratorio en atmósfera de nitrógeno, o sin la presencia de O₂, muestran que por debajo de 100 °C, los cinco tipos de furanos son bastante estables sin pérdidas significativas. Cuando la temperatura está por encima de 100 °C, y hasta 160 °C, 2FAL, 5M2F, y 2ACF son relativamente estables. Sin embargo, se encontró que 2FOL es muy inestable y se descompone más cuando se expone a mayores temperaturas [45]. Sin embargo, todos los compuestos (excepto el 2FAL), después de varios meses, forman 2FAL, siendo este, muy estable durante años bajo las mismas condiciones.

En las primeras etapas de los experimentos de envejecimiento, se detecta una gran cantidad de 5M2F, mientras que sólo pueden detectarse pequeñas cantidades de 2-furfural [58]. Posteriormente, el 5M2F se degrada en 2-furfural y otros productos.

Como resultado de estudios realizados en laboratorios y reportados en detalle en [59], las conclusiones que pueden extraerse son las siguientes:

- Con la exclusión de oxígeno en el ambiente operativo, todos los furanos son estables en el rango más común de temperaturas de funcionamiento (70 °C a 110 °C).
- Con la presencia de cantidades significativas de oxígeno en el entorno de operación, la tasa de pérdida de concentración de furanos va en el siguiente orden: 2ACF \approx 5M2F > 2FAL > 5H2F > 2FOL [60][47][61]. A 70 °C, la pérdida es mínima para todos los furanos, excepto el 2FOL (alrededor de 30% de pérdida). En los rangos más altos de temperaturas de funcionamiento, el 90 °C a 110 °C, comienza la inestabilidad de algunos furanos en condiciones favorables de oxidación, llegando prácticamente a agotarse los compuestos furánicos 2FOL y 5HOM. Por ello, Allan [59] sugiere que la utilidad de 2FOL y 5H2F se reduciría en los transformadores con sistemas de libre respiración. Por el contrario, los otros tres furanos (2FAL 5M2F y 2ACF), son lo suficientemente estables como para ser utilizados como indicadores para el diagnóstico de casi todos los transformadores.



La estabilidad de los compuestos furánicos en rango superior de temperaturas de funcionamiento obtenida en los experimentos de laboratorio se puede resumir mediante la Tabla 4.1 [55]:

FURAN TYPE	INDICATIVE LOSS OF CONCENTRATION AFTER-			
	2 WKS AT 90°C	8 WKS AT 90°C	2 WKS AT 110°C	8 WKS AT 110°C
Furfurol	20~40%	40~100%	40~100%	40~100%
5-HOM	10~20%	20~40%	20~40%	40~100%
2-Furfural	10~20%	10~20%	10~20%	20~40%
5-Methyl	0~10%	0~10%	0~10%	10~20%
2-Acetyl	0~10%	0~10%	0~10%	10~20%

Tabla 4.1. Estabilidad relativa de los compuestos furánicos en el rango superior de temperaturas de funcionamiento del transformador en condiciones de oxidación.

La Tabla 4.1 nos ofrece la tasa de emisiones significativa de la degradación del aislamiento, se puede afirmar que el principal indicador (2FAL) es relativamente fiable en el entorno normal de operación en transformadores de potencia, pero pueden aparecer pérdidas cuando se opera a altas temperaturas prolongadas.

En el año 2000 Emsley [47] hizo las mismas observaciones sobre los compuestos furánicos en presencia de oxígeno, puntualizando que la excepción que se produce con el 2FOL es una ventaja ya que así su presencia solo puede atribuirse a un fallo.

Además de en presencia de oxígeno, los compuestos furánicos pueden degradarse en presencia de agua o ácidos. Griffin [62] cree que la presencia de agua en el transformador podría degradar 5 HMF. Emsley [40] también sugiere que en el caso de transformadores sometidos a envejecimiento normal, es decir, sin fallos térmicos, la presencia de furanos podría atribuirse a la degradación hidrolítica. Esto nos hace suponer que a bajas temperaturas, los furanos se deben en mayor medida a la presencia de acidez o agua en el aceite aislante, en lugar de, a la degradación térmica de la celulosa.



Se ha demostrado [63] que los ácidos más fuertes y más polares, como los ácidos carboxílicos de bajo peso molecular son aquellos que tienen mayor influencia en la degradación del papel.

Finalmente Myers [57] sugiere que los cuatro compuestos furánicos encontrados en menores proporciones son especies de transición y no deberían encontrarse en grandes proporciones durante un proceso de envejecimiento normal.

Por lo tanto, los furanos son bastante estables en el aceite del transformador debido a que la temperatura normal de funcionamiento para el aceite raramente sobrepasa los 100 ° C y debe limitarse a menos de 110 °C [45].

4.4 LIMITES DE LOS COMPUESTOS FURANICOS EN FUNCION DE LA EDAD DEL TRANSFORMADOR

La experiencia demuestra que la evolución de los compuestos furánicos depende de las condiciones de la muestra o de las condiciones de funcionamiento del transformador. Es todavía difícil usar valores umbrales obtenidos en análisis con fines de diagnóstico debido a la falta de conocimiento de cómo se forman los compuestos furánicos y su evolución con el tiempo [37].

Se ha estimado que el papel nuevo, en condiciones normales de funcionamiento va a generar furfural a razón de 1,7 ng / g de papel / h [65]. En el proceso de refinación del aceite pueden quedar algunos residuos de compuestos furánicos [47][64]. La norma ASTM para aceite mineral nuevo (D3487) no tiene límite para la concentración de compuestos furánicos en el aceite nuevo, sin embargo, se indica que los niveles máximos permisibles deben ser especificados por acuerdo entre el usuario y el proveedor. Por lo tanto si el usuario quiere realizar un control de la concentración de furanos en el aceite, debe ser medido y tenido en cuenta un valor de referencia, limitándose la producción de furanos a un máximo de 0,1 mg / kg [45].

En un estudio estadístico realizado sobre más de 5000 transformadores se observó que el 90% de los transformadores analizados tenían cantidades de 2 FAL de aproximadamente 5 mg / kg (sólo alrededor del 60% tenía menos de 0,1 mg/Kg de 2-FAL) [37].

Basándonos en un estudio realizado por CIGRÉ WG [37], donde también fueron analizados los compuestos furánicos medidos en el papel, el compuesto principal encontrado fue el 5-HMF conservándose en el papel en un grado mucho mayor que el 2-FAL, siendo además menos accesible al aceite.

Muchos investigadores han observado que los niveles de 2-FAL en un aceite normal son muy diferentes a los de los aceites inhibidos. Para los aceites inhibidos, la concentración de 2-FAL es mucho menor que para los aceites no inhibidos, si se comparan transformadores de la misma edad. El inhibidor puede influir en la formación de 2-FAL o puede tener un efecto sobre su migración del papel para el aceite. Sin embargo, este fenómeno aún está siendo investigado [37].

Si se comparan los niveles típicos de 2FAL medidos sobre transformadores Europeos y de América del Norte, se observa que los niveles encontrados en transformadores americanos son menores que los encontrados en los transformadores europeos. Este hecho puede estar relacionado con el uso de papel térmicamente mejorado en América del Norte, ya que a este papel se le añade diciandiamida en su fabricación que reacciona con el 2-furfural generándose éste prácticamente en su totalidad. Además el CO y CO₂ se producen también a partir de la diciandiamida agregada por lo que en papel térmicamente mejorado se obtienen mayores cantidades de CO y CO₂ que el papel Kraft [66].

Los experimentos han demostrado además, que el papel térmicamente mejorado se degrada menos en presencia de agua y oxígeno que el papel Kraft. Por todo ello, se ha demostrado que el papel térmicamente mejorado tiene un envejecimiento inferior que el que se produce en el papel Kraft [66]. Adicionalmente, las moléculas que se añaden a las del papel para aumentar su resistencia térmica, podría conducir a la degradación de los compuestos furánicos en subproductos con el tiempo [2].

A pesar de que se han propuesto algunos de los umbrales críticos basados en experimentos de laboratorio, el uso de estas clasificaciones es todavía muy difícil en el campo.

4.5 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR EN BASE A LOS COMPUESTOS FURÁNICOS

Aunque el análisis de compuestos furánicos en el aceite sigue siendo una herramienta muy prometedora, hasta el momento su aplicación a la estimación de la pérdida de vida de los transformadores de potencia se limita a valores extremos. En general, las unidades con altos niveles de furanos tienen una degradación significativa del aislamiento y aquellos con bajos niveles de furanos muestran un bajo deterioro.

Un análisis de la tasa de producción de furanos es útil para determinar la velocidad de degradación del aislamiento de un transformador. Cualesquiera que sean las referencias estadísticas o los modelos matemáticos utilizados como referencia en los

niveles de furanos, deben ser considerados todos los factores de diferenciación y parámetros que afecten al estado del transformador.

La concentración de los furanos en el aceite de un transformador, en un determinado momento depende del contenido de furanos en el aceite en un momento anterior, de los furanos producidos por el deterioro del aislamiento de celulosa durante un período de tiempo intermedio, del reparto de furanos entre el aceite y el papel, y de la degradación de algunos compuestos furánicos (debido a los problemas de estabilidad) durante ese intervalo de tiempo, y otros muchos factores.

Los investigadores han tratado, desde hace años, de establecer una correlación fiable entre la producción de furanos y la edad del transformador real o, al menos obtener, la correlación entre la producción de furanos y la degradación térmica del aislamiento sólido medido por su DP en transformadores reales. Sin embargo, a pesar de que existen numerosos estudios experimentales sobre muestras envejecidas de forma acelerada en laboratorio, no resulta sencillo extrapolar estos datos a un transformador real.

En primer lugar, la zona del arrollamiento en la que se encuentra el punto más caliente del transformador es el área donde se producirá una mayor generación de furanos. Esto se debe a que al ser esta parte del aislamiento la que soporta una temperatura más alta será donde se alcance una mayor tasa de degradación térmica. Tener una buena aproximación de la temperatura del punto más caliente y conocer la carga típica del transformador y el perfil de carga puede arrojar nueva luz sobre la interpretación de la producción de dioxinas y furanos [45].

La tasa de producción de furanos también parece ser dependiente de la temperatura de operación del transformador y del grado de envejecimiento del papel, como se ha podido comprobar a través de ensayos laboratorio [47]. Estos resultados mostraron que la producción de furanos es más rápida a temperaturas superiores que a temperaturas más bajas del aislamiento de papel. Adicionalmente, los resultados del experimento muestran una mayor producción de furanos para un envejecimiento avanzado (DP inferior a 500), y que la producción disminuye cuando el papel se aproxima a un DP de 200.

Otro punto que debe tenerse en cuenta es la variación en el diseño del transformador. Dos transformadores que operan bajo las mismas condiciones, pero de diferente modelo o fabricante, es común que se comporten de manera diferente desde el punto de vista térmico. A menudo, incluso los propios arrollamientos de un transformador poseen diferente gradiente de temperaturas bajo unas determinadas condiciones de carga. Estas variaciones en el gradiente de temperatura pueden ser aún más

significativas cuando se comparan los diseños de dos fabricantes diferentes. Así, un análisis comparativo de dos transformadores diferentes bien puede indicar similares DP pero cantidades muy diferentes de los furanos producidos durante un tiempo de funcionamiento dado [45].

La temperatura ambiente es también una cuestión que debe ser tomada en cuenta. Algunos investigadores creen, que los transformadores que operan en ambientes cálidos, como los de los países tropicales, producen más furanos que los transformadores que operan en condiciones subtropicales. Sin embargo, este es todavía un tema en investigación [45].

Otros parámetros tales como el tipo de aislamiento, el contenido de humedad del aislamiento, la cantidad de oxígeno en el aislamiento, la presencia de ácidos u otros contaminantes, la partición de furanos entre el papel y el aceite y los tratamientos del aceite (tales como la desgasificación y el secado o la regeneración), pueden desempeñar un papel significativo en la velocidad de producción de furanos. Estos parámetros deben ser analizados y tenerse en cuenta en la futura evaluación del análisis de furanos [45].

Todos estos factores influyen en la formación de compuestos furánicos y por tanto en la degradación del aislamiento de un transformador y en la pérdida de vida de este. Sin embargo, no se ha establecido aún cuál de estos factores mencionados anteriormente influyen en la formación de unos furanos u otros. En el Brochure de Cigré 494 [37], se presenta una tabla con una primera relación entre la formación de los diferentes compuestos furánicos y sus posibles causas (Tabla 4.2):

Compound	Diagnosis proposed
5-HMF	Oxidation
2-FOL	High moisture
2-FAL	General overheating or normal Ageing
2-ACF	Rare, causes not fully defined
5-MEF	High temperatures

Tabla 4.2. Posibles causas de la formación de los diferentes compuestos furánicos

El trabajo de Mulej [67] permite entender por qué en muchos transformadores se encuentran concentraciones mucho más bajas de 2FAL en muestras de aceite del transformador que las que se encuentran en los experimentos de envejecimiento en el laboratorio para el mismo DP. En este trabajo se concluye que el tipo y calidad del



aceite influye no sólo en la velocidad de envejecimiento y en la producción de furanos sino también en su estabilidad, calidad y solubilidad en aceite.

John R. Sans [68] determina que si el nivel de furanos es alto en transformadores jóvenes, entonces es probable que se haya producido algún tipo de fallo incipiente. Además, apunta que si están presentes furanos secundarios, es síntoma de que algún fallo se ha producido o de que el papel se degrada más rápido de lo normal por algún problema de funcionamiento.

H. H.Lütke [69] dice que la tasa de producción de furanos puede proporcionar una valiosa información sobre el efecto de un sobrecalentamiento continuo o repentino (por ejemplo, fallo del sistema de refrigeración), para una buena supervisión del transformador en servicio.

Mientras que A.J.Kachler [70] informa de que a fin de identificar un fallo (o un cambio de estado) es importante evaluar el aumento de la tasa de concentración de furanos.

Según [71] los niveles de compuestos furánicos detectados en el aceite para los cuales se determina el estado de un transformador son los siguientes:

- Para un transformador en buen estado, $FC < 1 \text{ mg / l}$ aceite
- Para un transformador con un envejecimiento intermedio, $1 < FC < 2 \text{ mg / l}$ de aceite
- Para un transformador con una tasa alta de envejecimiento, $FC > 2 \text{ mg / l}$ aceite

Luke [69] concluye que debido al gran número de parámetros que afectan a la generación de compuestos furánicos y a la pérdida de vida de un transformador, no es posible predecir la vida útil del transformador en base al contenido de compuestos furánicos. Claramente, será necesario conocer las condiciones de funcionamiento del transformador y los resultados de ensayos con muestras de papel antes de evaluar la influencia del análisis de furanos para en la determinación de la condición y de la edad del papel aislante de un transformador [45].

4.6 PRINCIPALES FÓRMULAS PARA LA ESTIMACIÓN DEL TIEMPO DE VIDA DEL TRANSFORMADOR EN FUNCIÓN DE LOS COMPUESTOS FURÁNICOS

A pesar de las dificultades que surgen al tratar de estimar el tiempo de vida del papel aislante de un transformador en función del contenido en furanos del acetite, distintos autores han tratado de establecer fórmulas que permitan calcular el DP del papel en

función del contenido en furanos. Las principales fórmulas propuestas por diferentes autores se exponen a continuación:

- En 1999 De Pablo [46] desarrollo un nuevo modelo de degradación que sugiere que cada vez que tres cadenas de celulosa se rompen, una molécula de 2-furfural se genera. A partir de esto, De Pablo, pudo demostrar que la cantidad de furfural disuelto en el aceite se define por la fórmula:

$$2FAL(\mu g/g \text{ papel}) = \frac{10^6}{162 * DP_0} * N * 96 * 0,3 = 222 * N \quad (4.6)$$

Donde DP_0 es el grado de polimerización inicial (800), 162 es el peso molecular de las unidades de glucosa que constituyen la celulosa, N es el número de roturas de la cadena, 96 es el peso molecular del furfural y 0,3 es el rendimiento de la reacción.

Partiendo de una relación (R) entre el aceite y el papel de 25, la ecuación anterior puede escribirse como:

$$2FAL(mg/kg \text{ aceite}) = \frac{222 * N}{R} = 8,88 * N \quad (4.7)$$

El número de roturas de enlaces (N), puede escribirse como:

$$N = \frac{DP_0}{DP} - 1 \quad (4.8)$$

Combinando las fórmulas (4.7) y (4.8) obtenemos:

$$DP = \frac{8,88 * DP_0}{8,88 + 2FAL} = \frac{7100}{8,88 + 2FAL} \quad (4.9)$$

Esta fórmula permite relacionar la cantidad de furfural (2FAL), expresada en mg/kg de aceite, analizada en transformadores en servicio, con el grado de polimerización (DP) del papel de celulosa de los arrollamientos de los transformadores.

Para el mínimo grado de polimerización del papel de celulosa, el cual puede oscilar entre 180 o 200 unidades, la máxima cantidad de furfural (2FAL) disuelta en el aceite del transformador calculada mediante la fórmula anterior es 30 mg/kg.

Sin embargo, es poco probable que todo el papel de los arrollamientos degrade con la misma extensión, ya que no todo él está sujeto a las mismas condiciones. Por ello, la fórmula 4.9 debe ser modificada en base a las condiciones de operación del transformador.

Por ejemplo, durante la operación normal de un transformador se puede suponer que el 20% de aislamiento de los arrollamientos se degradan dos veces más rápido que el resto del aislamiento del transformador, lo que representa el 33% del total de furfural. Entonces, el máximo nivel de degradación debería ser:

$$N_{max} = \frac{2FAL * 0,33}{8,88 * 0,2} = 0,186 * 2FAL \quad (4.10)$$

$$DP_{min} = \frac{800}{(0,186 * 2FAL) + 1} \quad (4.11)$$

- En el año 2000 V. Kema, J.M. Wetzter, G.J. Cliteur y W.R. Rutgers [72] proponen una relación entre el grado de polimerización (DP) de un transformador y el contenido en furanos y CO obtenidos de transformadores desmantelados.

Esta relación se estableció al observar que al representar el grado de polimerización (DP) en función del contenido en furanos se observaba una gran dispersión en los datos, dicha dispersión se corrige al añadir la concentración de gases disueltos en el aceite del transformador a la fórmula.

La relación que estos autores proponen es la siguiente:

$$DP = 1,75 \cdot 10^{-5} * X^2 - 0,17 * X + 564 \quad (4.12)$$

Siendo DP el grado de polimerización y $X = [\text{Furfural}] \cdot [\text{CO}]$. La Figura 4.10 muestra la relación anterior para 9 transformadores desmantelados:

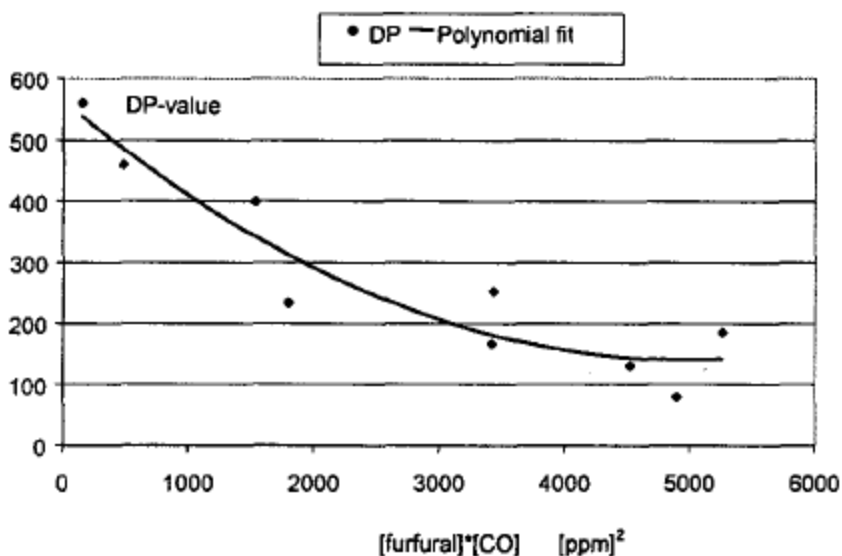


Figura 4.10. Relación entre el grado de polimerización (DP) y $X = [\text{Furfural}] \cdot [\text{CO}]$ para 9 transformadores.

- En 2007 W. Flores, E. Mombello, G. Rattá y J.A. Jardini [73] proponen una relación entre el grado de polimerización y el contenido en furanos distinguiendo entre transformadores con aislamiento sólido de papel Kraft y transformadores con aislamiento sólido de papel térmicamente mejorado.

Para transformadores sin papel térmicamente enriquecido la mejor estimación del DP se obtiene usando el contenido del furano tipo 2-furaldehído (2-FAL), que es el que presenta mayores concentraciones en las pruebas experimentales realizadas. La ecuación que proponen es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(2FAL * 0,88) - 4,51}{-0,0035} \quad (4.13)$$

Esta misma relación se muestra gráficamente en la Figura 4.11 donde se calcula el valor de DP para diferentes concentraciones de 2FAL:

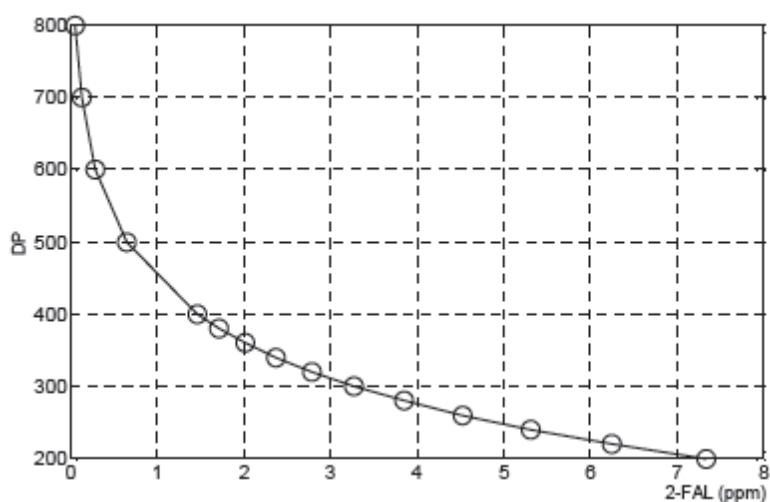


Figura 4.11. Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido de 2-furfural (2FAL)

Para transformadores con papel enriquecido térmicamente el cálculo está basado en el contenido total de furanos. La ecuación que se propone es la siguiente:

$$DP = \frac{\log(\text{total furanos}) - 4,0355}{-0.002908} \quad (4.14)$$

Esta misma relación se muestra gráficamente en la Figura 4.12 donde se calcula el valor de DP para diferentes concentraciones del contenido total de furanos:

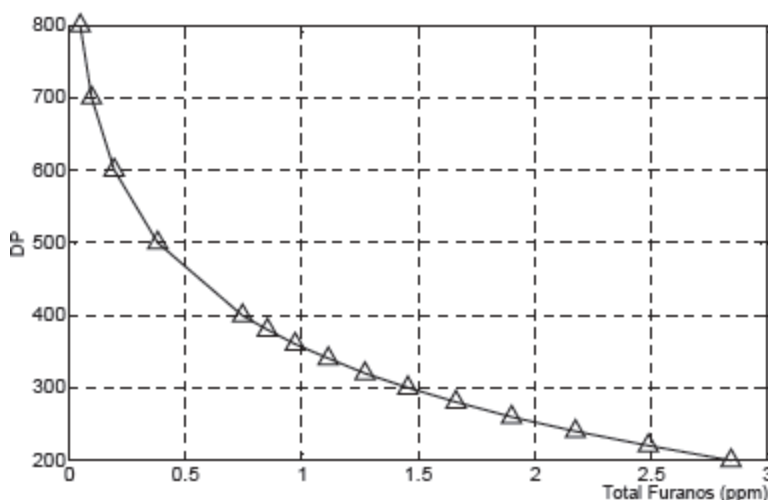


Figura 4.12. Valor del grado de polimerización (DP) en función del contenido total de furanos

Con el valor del grado de polimerización (DP) obtenido de las ecuaciones anteriores (4.13) y (4.14) es posible calcular la vida utilizada a partir de la siguiente ecuación:

$$\%Vida\ utilizada = \frac{\log(DP) - 2,903}{-0,006021} \quad (4.15)$$

Estos autores además proponen otra técnica basada en el uso de cuatro indicadores de envejecimiento del papel de celulosa (CO, CO₂, 2-FAL y DP) y aplicando un análisis estadístico para evaluar la vida remanente de un grupo de transformadores.

En este trabajo se evidencia una relación lineal entre el DP y los productos de envejecimiento que mostraron mayor correlación: el monóxido y el dióxido de carbono, algunos furanos y el contenido total de furanos. El valor obtenido de DP es usado para obtener el tiempo de vida transcurrido. La ecuación que relaciona el DP con los productos de envejecimiento es la siguiente:

$$\begin{aligned} DP = C_0 + a * \log(CO) + b * \log(CO_2) + c \\ * \log(total\ furanos) + d \\ * \log(2FAL) + e \\ * \log(2Acetil - furano) + f \\ * \log(5Metil - 2FAL) \end{aligned} \quad (4.16)$$

Donde DP es el grado de polimerización, CO la concentración de monóxido de carbono, CO₂ la concentración de dióxido de carbono, 2FAL la concentración de 2-furfural, 2Acetil-furano es la concentración de 2-acetilfurano, 5Metil-2FAL es la concentración de 5-Metil-2-Furfural y C₀, a, b, c, d, e y f son coeficientes.

El tiempo de vida transcurrido se calcula aplicando el valor de DP obtenido de la ecuación anterior a la siguiente ecuación:

$$\text{Tiempo de vida transcurrido} = 20,5 * \ln\left(\frac{1100}{DP}\right) \text{ (años)} \quad (4.17)$$

Esta misma relación entre los gases disueltos en el aceite y furanos con el grado de polimerización es propuesta por Pradhan en 2005 [58]. Donde además nos aporta el valor de los coeficientes a, b, c, d, e, f y C₀. Estos coeficientes son calculados como:

$$C_0 = \omega_1 * a_0 + \omega_2 * b_0 + \omega_3 * c_0 + \omega_4 * d_0 + \omega_5 * e_0 + \omega_6 * f_0 \quad (4.18)$$

$$\begin{aligned} a &= \omega_1 * a_1 \\ b &= \omega_2 * b_2 \\ c &= \omega_3 * c_3 \\ d &= \omega_4 * d_4 \\ e &= \omega_5 * e_5 \\ f &= \omega_6 * f_6 \end{aligned} \quad (4.19)$$

$$\omega_i = \frac{c_{ci}}{\sum_{i=1}^{i=6} c_{ci}} \quad (4.20)$$

El valor de estos coeficientes también es proporcionado por estos autores en sus artículos, estos se muestran en la Tabla 4.3:

Para- meter	cc_i	w_i	Normal fitting	Weighted coef.	Sym- bol	Range ‡ (ppm/ppb)
Const.	-	-	1897	1895	C_o	-
CO	0.792	0.172	-60.59	-62.69	a	30-400
CO ₂	0.715	0.160	-54.10	-52.02	b	218-4000
TF	0.782	0.170	-39.67	-40.53	c	40-1900
FD	0.776	0.169	-30.20	-30.61	d	10-1700
AF	0.752	0.164	-57.18	-56.17	e	2-32
M2F	0.755	0.164	-54.30	-53.56	f	4-67

Tabla 4.3. Parámetros del modelo propuesto

El valor de la concentración de gases disueltos en el aceite se da en ppm, mientras que el valor de la concentración de furanos se da en ppb.

Este método de estimación propuesto por Pradhan será utilizado en el capítulo **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** para obtener el grado de polimerización del papel aislante así como la vida utilizada del transformador.

- En 2008 un artículo de CIGRÉ [74] realizado por S.V Kumari, G.R. Viswanath, Dheepalakshmi, K. Dwarakanath y A.K Tripathy propone que la vida útil restante de un transformador se puede aproximar a partir de su percentil de contenido de furanos en relación al contenido de furanos de una población de transformadores analizada [68].

En dicho artículo se muestra la evaluación de los furanos de una población de 816 transformadores, los resultados obtenidos de los diferentes tipos de furanos individuales se muestran en la Tabla 4.4:

Furan	No. of transformers	Percentage of transformers
5HMF	192	23,5
2FOL	80	9,8
2FAL	602	73,8
2ACF	43	5,3
5MEF	83	10,2

Tabla 4.4. Distribución de frecuencias de los diferentes tipos de furanos en diferentes transformadores

Para establecer los percentiles se utiliza la suma de los cinco furanos que se utilizan como indicador del estado general del aislamiento celulósico. La precisión del análisis de furanos es del 5%.

La frecuencia de aparición de las distintas cantidades de furanos en la población de transformadores analizada se presenta en la Tabla 4.5:

Furan, ppb	No. of transformers	Percentile population
0 - 100	356	43,5
0 - 250	458	55,9
0 - 500	554	67,8
0 - 700	609	74,6
0 - 1000	654	80,1
0 - 1500	698	85,6
0 - 2000	734	89,9
0 - 2500	757	92,8
0 - 5000	806	98,7
0 - 5840	816	100

Tabla 4.5. Distribución de frecuencias de los furanos totales

Por ejemplo, el contenido de furanos de un cierto transformador fue de 2001 ppb. En la base de datos de la tabla de la figura Tabla 4.5 se puede observar que sólo el 10% de los transformadores en servicio tienen una concentración mayor de furanos a la obtenida, y que el 90% de los transformadores tienen una concentración menor de furanos en el aceite. Esto puede ser interpretado en el sentido de que el transformador con 2001 ppb consumió el 90% de su vida útil. Si la edad real del transformador es conocida, entonces el porcentaje de furanos puede ser convertido a unidades de tiempo real. Si se sabe a partir de la

información de la placa que el transformador tiene 25 años de edad, entonces el tiempo de vida útil restante en años está dada por:

$$t_{remanente} = 25 * \left(\frac{10\%}{90\%} \right) \quad (4.21)$$

$$t_{remanente} = 2,8 \text{ (años)} \quad (4.22)$$

Del cálculo se obtiene estadísticamente la vida media. En una gran población de transformadores con 25 años de edad y con 2.001 ppb, puede fallar dentro de 2,8 años de media.

Para la comparación con la tradicional prueba del DP, el grado de polimerización (DP) varía de forma equivalente al "porcentaje de vida restante" de variación de furanos que se calcula a partir de la fórmula:

$$\% Vida = 100 * \left(\frac{DP - 200}{1200 - 200} \right) \quad (4.23)$$

Los siguientes puntos de referencia para los furanos en aceite aislante en servicio satisfacen las condiciones que se han ideado para su aplicación:

- ✓ Hasta 700 ppb de furanos (para un percentil de 74,6%), el transformador está sano. La gama DP es de 1200 a 454. El intervalo de prueba es de 1 año.
- ✓ De 701 a 1000 ppb de furanos (para un percentil de 80,1%), el estado del transformador es cuestionable. La gama DP es de 453 a 399. El intervalo de prueba es de 6 meses.
- ✓ De 1001 a 2500 ppb furanos (para un percentil de 92,8%), el transformador se ha deteriorado. La Gama DP es de 398 a 272. El intervalo de prueba es de 3 meses.
- ✓ De 2501 a 5000 ppb de furanos (para un percentil de 98,7%), el transformador tiene una baja fiabilidad. La gama DP es de 271 a 213. El intervalo de prueba es de 1 mes.
- ✓ Por encima de 5000 ppb de furanos (para un percentil por encima del 98,7%), la fiabilidad del transformador es pobre lo que indica el rebobinado

o reemplazo. El valor de DP caería por debajo de 213. Los daños en el papel son irreversibles.

- En 2010 Lin Chaohui, Zhang Bide y Yuan Yuchun [75] proponen una relación entre el tiempo de funcionamiento de un transformador y la concentración de 2-furfural (2FAL). Esta relación es la siguiente:

$$\log(2FAL) = -2,2680 + 0,07624 * T \quad (4.24)$$

Donde 2FAL es la concentración de furfural en mg/L de aceite y T es el tiempo de funcionamiento del transformador en años.

Estos autores a su vez proponen la siguiente relación entre el CO, CO₂ y el furfural con el tipo de envejecimiento que se produce en el transformador:

$$y = 2,344 * CO_2 - 3,832 * CO - 2,523 * \text{furfural} + 2,569 \quad (4.25)$$

Si y se acerca a cero nos encontramos en un modo de envejecimiento anormal donde se ha producido una falta, en cambio, si y se acerca a 1 el envejecimiento que se produce en el transformador es el normal.

Si el contenido de furfural está por debajo del valor de la estadística de distribución en los diferentes años de funcionamiento quiere decir que el transformador no se encuentra bajo el envejecimiento obvio, en otras palabras significa que el transformador se encuentra dentro de la operación normal.

Suponiendo que T representa los años de operación normal, el grado medio de polimerización (DP) se puede estimar mediante el furfural en la siguiente ecuación:

$$DP = 406,25 - 347,22 * \log(2FAL) \quad (4.26)$$



Donde 2FAL es la concentración de furfural en mg/L de aceite.

Para un valor de T de 34 años, mediante las ecuaciones (4.24) y (4.26) se calcula un valor de DP inferior a 300. Así que 35 años es lo que se estima como vida útil del transformador cuando este ha operado en condiciones normales de funcionamiento durante los T años, la vida útil restante se puede predecir por siguiente ecuación:

$$N = 35 - T \quad (4.27)$$

Donde N es la vida restante.

Si el contenido de furfural está por encima del valor de la estadística de distribución en los diferentes años de funcionamiento, la vida útil restante se calcula como:

$$DP = 1193,75 * (1 - r)^L \quad (4.28)$$

$$250 = DP * (1 - r)^n \quad (4.29)$$

Donde el parámetro r es el envejecimiento promedio del transformador, L el año de funcionamiento y n la vida útil restante.



CAPÍTULO 5: HERRAMIENTA DE ESTIMACIÓN

Para completar el estudio sobre el diagnóstico del estado del transformador a través del análisis de furanos, se ha desarrollado una herramienta en Matlab basada en la fórmula de Pradhan estudiada en el capítulo 4.6.

Mediante esta herramienta es posible conocer el grado de polimerización del papel aislante y el tiempo de vida utilizado del transformador a través de los datos proporcionados por Pradhan. Para ello, se van a utilizar como entradas las concentraciones de CO, CO₂, 2 FAL, 2ACF, 5M2F y el total de furanos medidos en muestras de aceite del transformador.

La herramienta pide al usuario que introduzca los datos de entrada de las diferentes concentraciones antes mencionadas en ppm (ya sea por fichero o por teclado) y carga los valores de las constantes propuestas por Pradhan en su texto (Tabla 4.3).

En la herramienta se incluye un filtro para evitar que ninguna de las variables sea cero puesto que en la fórmula de Pradhan intervienen logaritmos y nos encontraríamos ante un problema matemático. Para ello, al introducir un valor de cero para cualquiera de los datos de entrada, el programa automáticamente los transforma en valores de 0,05.

Finalmente el programa aplicará la fórmula de Pradhan para estimar el grado de polimerización (Ecuación 4.16) y a partir del grado de polimerización y aplicando la ecuación de tiempo de vida transcurrido (Ecuación 4.17) obtendremos como salidas del programa el valor del grado de polimerización (DP) y la vida utilizada del transformador en años.

CAPÍTULO 6: RESUMEN Y CONCLUSIONES

6.1 RESUMEN DEL TRABAJO REALIZADO

Este TFG es el resultado de realizar una revisión bibliográfica exhaustiva de unos 70 textos durante 50 semanas (aproximadamente 1000 horas), de las cuales 36 semanas he estado contratado como becario del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid.

Esta revisión bibliográfica ha permitido desarrollar un estudio sobre la importancia de los transformadores y su envejecimiento, destacando el papel aislante como aquel elemento del transformador que produce un mayor envejecimiento y del cual depende la vida del transformador. Para ello, se profundiza en el análisis de los papeles aislantes y de los elementos que provocan su degradación, estableciéndose ecuaciones que relacionan las concentraciones de los elementos que provocan la degradación del papel con su grado de polimerización (DP).

Finalmente, se profundiza en uno de esos elementos que provocan la degradación del papel, los furanos, y se establece una revisión bibliográfica sobre su formación, estabilidad, partición y cómo diagnosticar el estado de un transformador a través de su análisis. Para completar este estudio se emplea una herramienta informática para estimar el grado de polimerización y la vida utilizada de los transformadores a través de una fórmula propuesta en uno de los textos leído.

6.2 DIAGNÓSTICO DEL ESTADO DE UN TRANSFORMADOR MEDIANTE COMPUESTOS FURÁNICOS

Tras realizar el estudio bibliográfico sobre los compuestos furánicos, se puede concluir que existen numerosas líneas de investigación abiertas. Esto se debe a que el diagnóstico a partir de compuestos furánicos es un tema relativamente reciente, en comparación con otros marcadores utilizados tradicionalmente, y a que la interpretación de este marcador es bastante complicada.

El 2FAL es el más importante de los cinco compuestos furánicos, debido a su estabilidad y a su alta tasa de formación en los transformadores. Su valor absoluto y su tasa de generación son dos herramientas muy utilizadas para estimar el envejecimiento del transformador. Algunos investigadores han obtenido expresiones que relacionan el contenido de 2FAL en el aceite con el DP del papel. Estas expresiones podrían ser útiles para predecir la vida útil restante del transformador.

La mayor parte de los estudios que se pueden encontrar en la literatura sobre el análisis de compuestos furánicos están basados en pruebas de laboratorio. En dichos estudios experimentales aparece una correlación bastante consistente entre el envejecimiento y la tasa de producción de furanos. Desgraciadamente no es sencillo extrapolar los datos obtenidos en el laboratorio al análisis de transformadores en servicio. Al analizar datos obtenidos sobre transformadores reales aparece una gran variabilidad en los datos, lo que hace que no sea posible aplicar de manera fiable ninguna de las ecuaciones propuestas en la literatura a la hora de tomar una decisión sobre el estado del transformador.

Algunos autores han analizado cuáles son las variables que afectan a la velocidad de formación del 2FAL, determinando que éstas serían principalmente la temperatura, la humedad, la presencia de oxígeno, el diseño del transformador y el tipo de papel.

La mejor técnica de análisis disponible en la actualidad es la comparación de resultados de las pruebas de furanos de transformadores que tienen un diseño similar así como el análisis de los históricos de furanos en cada transformador. Se debe tener en cuenta que dos transformadores con igual cantidad de furanos no tienen por qué tener el mismo grado de envejecimiento y que para estimar el envejecimiento del transformador sería preciso considerar tanto los valores absolutos de concentraciones de furanos como su tasa de generación en cierto periodo de tiempo.

Cuando se analizan los históricos de compuestos furánicos en el aceite de un transformador se debe prestar especial atención a los tratamientos o cambios que se hayan realizado sobre el aceite. Resulta aconsejable realizar un seguimiento periódico de las concentraciones de los compuestos furánicos, especialmente antes y después de un tratamiento del aceite, ya que la evolución de los compuestos furánicos tras los tratamientos podría alertar de la presencia de un defecto interno en el transformador.

6.3 SUGERENCIAS PARA TRABAJOS FUTUROS

El diagnóstico del estado del transformador mediante compuestos furánicos también deja un espacio abierto a nuevas líneas de investigación. En primer lugar, sería de utilidad realizar los estudios sobre transformadores en servicio, para poder comprobar las relaciones reales entre la concentración de 2FAL y el resto de compuestos furánicos con el grado de polimerización.

En la actualidad no es habitual emplear compuestos furánicos distintos al 2 FAL (2-ACF, 5-MEF, 2-FOL y 5-HMF), sin embargo, algunos autores han obtenido resultados interesantes que sugieren que el análisis de estos compuestos puede ser relevante. Se

ha vinculado la producción de 2-FOL con fallos incipientes en el equipo, así mismo se ha analizado la estabilidad de estos compuestos en rangos de temperatura normal de funcionamiento del transformador, así como que la influencia del oxígeno favorece su inestabilidad o que el principal furano que se encuentra en el aislamiento sólido es el 5-HMF, por lo que se cree que este posteriormente se transforma en 2 FAL o simplemente tiene una escasa migración del aceite al papel. Por ello, conviene profundizar en el estudio del resto de compuestos furánicos y alcanzar una mayor claridad en lo que a su formación, estabilidad y migración se refiere.

Además, es relevante estudiar el reparto de furanos entre el aceite y el papel, así como el papel que juegan las actividades de mantenimiento (como el reacondicionamiento o la regeneración) en la evolución del contenido de furanos en el aceite. En todo caso, tal como se ha demostrado a lo largo de este informe, no existe un modelo único que relacione la formación de compuestos furánicos con las condiciones de funcionamiento del transformador. En este sentido sería interesante realizar estudios sobre la cantidad de furanos que, migran de manera natural desde el papel hacia el aceite tras realizarse un tratamiento de aceite. Hay que recordar que los furanos son susceptibles de migrar entre el aislamiento sólido y el aceite del transformador, al igual que lo hace la humedad. Algunos autores afirman que, el reparto de furanos entre el papel y el aceite no está influenciado principalmente por la temperatura, sino por el contenido de humedad, siguiendo los furanos el proceso contrario a la humedad. Es decir, a mayor humedad en el transformador, menos cantidad de furanos se acumula en el aislamiento.

Sería de gran utilidad el establecimiento de una base de datos global de los compuestos furánicos en el aceite de los transformadores. Para establecer esta base de datos de furanos es preciso disponer de medidas realizadas sobre un gran número de transformadores en servicio tanto en estado normal como en condición de fallo.

Sería aconsejable estudiar las relaciones existentes entre los compuestos furánicos y otro tipo de compuestos presentes en el aislamiento, tales como metanol, amonio, acetona, los aditivos propios del aceite, gases de DGA, etc.

Finalmente, es importante resaltar el creciente desarrollo de fluidos aislantes distintos al aceite mineral para su uso en transformadores de potencia. En los próximos años será necesario realizar investigaciones sobre la generación de compuestos furánicos en estos nuevos sistemas de aislamiento.



CAPÍTULO 7: BIBLIOGRAFÍA

- [1] Referencia tomada de apuntes de clase de la asignatura de circuitos magnéticos y transformadores
- [2] Transformer Handbook. Business Unit Transformers. Suiza. 2004.
- [3] Cigré Brochure 323 "Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers" Task Force D1.01.10 2007. P48
- [4] K. Walczak. "Paper as a main insulation of power transformers". Poznan University of Technology Institute of Electric Power Engineering.L.E. Lundgaard et al. Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers. IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 19, No 1, Jan 2004.
- [5] L.E. Lundgaard et al. Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers. IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 19, No 1, Jan 2004.
- [6] T. K. Saha, "Review of modern diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 10, no. 5, pp. 903–916, 2003.
- [7] C. Hogmagk et al. "Investigation on Degradation of Power Transformer Solid Insulation Material". 2008 Annual Report Conference on Electrical Insulation Dielectric Phenomena.
- [8] X.Zou, N.Gurnagul, T.Uesaka, J.Bouchard, J.: "Accelerated aging of papers of pure cellulose: mechanism of cellulose degradation and paper embrittlement" Polymer Degradation and Stability, v 43, n 3, 1994, pp 393-402
- [9] A.Ekenstam: "The behaviour of cellulose in mineral acid solutions: Kinetic Study of the decomposition of cellulose in acid solutions", Berichte der deutschen chemischen Gesellschaft, Vol 69, Issue 3,1936, pp 553-559
- [10] A.M.Emsley,, G.C.Stevens: "Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers", IEE Proc. Sci. Meas. Technol., Vol. 141, No. 5, September 1994, pp. 324-334.
- [11] J. Scheirs, G. Camino, M. Avidano and W. Tumiatti, "Origin of furanic compounds I thermal degradation of cellulosic insulating paper", Journal of Applied Polymer Science, Vol. 69, 2541-2547, 1998.
- [12] I. Höhleln, U. Thieß, Determining the Water Content in Transformers, Possibilities and Application Limits of Water content Distribution Curves, VGB PowerTech 12/2004.



- [13] D:Linhjell, W.Hansen, S.Ingebrigtsen, L.E.Lundgaard: "Water content absorption in service aged transformer oils.", Nord-IS 2003
- [14] H. Yoshida et al., "Degradation of insulating materials of transformers", IEEE Trans. on Electrical Insulation, Vol. EI-22. No. 6, pp. 795-800, 1987.
- [15] K. Goto et al, "Mesure de la température des enroulements des transformateurs de puissance et diagnostic du vieillissement par détection du CO₂ et CO », CIGRE, 12.102, 1990.
- [16] Mineral oil-impregnated electrical equipment in service- Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis , IEC Standard 60599, 1999.
- [17] N. Dominelli, "The analysis of furanic and non-furanic compounds as a transformer diagnostic technique, preliminary paper", Doble Conference, 1995.
- [18] N.Dominelli et al., "Recent developments in paper degradation products analysis", Minutes of the 60th Annual International Conference of Doble Clients, Sect, 10.41,1993.
- [19] A.M. Emsley, "The kinetics and mechanism of degradation of cellulosic insulation in power transformers", Polymers Degradation and Stability, Vol 44, pp. 343-349, 1994.
- [20] J. Scheirs, G. Camino, M. Avidano and W. Tumiatti, "Study of the mechanism of thermal degradation of cellulosic paper insulation in electrical transformers", Die Angewandte Makromolekulare Chemie, 259, 19-24, 1998.
- [21] S. Husain, "Monitoring Performance and predicting the service life of power transformers by HPLC",. Vol 30, NO 1, pp N-20-26, 1998.
- [22] M-C. Lessard, L. Van Nifterik, M. Massé, J.F. Penneau, and R. Grob, "Physico-chemical characterization of the thermal aging of insulating paper in power transformers", Proceedings of the 1996 IEEE international symposium on electrical insulation, pp.533-537, Montreal, June 1996.
- [23] M-C. Lessard, L. Van Nifterik, M. Massé, J.F. Penneau and R. Grob, "Thermal aging study of insulating papers used in power transformers", CEIDP, pp.855-859, San Francisco, October 1996.
- [24] O. Koréh et al, "Determination of Furanic Compounds in Insulating Oil by High Performance Liquid Chromatography/Mass Spectrometry Using Atmospheric Pressure Chemical Ionization", Rapid Communications in Mass Spectrometry, 12, 1515-1519 1998.
- [25] J. Vergne, « Étude du vieillissement physico-chimique du complexe papier-huile dans les transformateurs électriques », Thèse doctorale, Institut National Polytechnique de Toulouse, 1992.
- [26] L.Lundgaard, W.Hansen, D.Linhjell & T.Painter, (2002) Ageing of Oil Impregnated paper in power transformers", IEEE Trans Pow.Del., Vol 19, No.1, 2004, pp 230-238.



- [27] T. Painter, Acta Chem. Scand., vol. 27, pp 2463-2484, 1973.
- [28] T. Painter, Acta Chem. Scand., vol. 27, pp 3839-3860, 1973.
- [29] Awata et al, "Diagnosis by acetone for determination of breathing transformers containing an absorbent in insulating oil", TIEE Japon, Vol. 117-B No 5, 1997.
- [30] Keiichi et al, Toshiba Corporation, "A sensing system for degradation diagnosis of oil field transformers", IEEE, ISEI, p.29, 1994.
- [31] F. Wodley, "Pyrolysis products of untreated flame retardant-treated α -cellulose and levoglucosan", J. of Applied Polymer Science, Vol. 15, pp. 835-851, 1971.
- [32] D. Grant, "A study of furanic compounds generated in transformers during heat run", Minutes of the 59th Annual International Conference of Doble Clients, Insulating Fluids Sec. 10-4, 1992.
- [33] M.C. Lessard. M. Massé, « Prediction of remaining life of the paper insulation by the analysis of new oil-soluble compounds in power transformers », IEEE, CEIDP, Paper 2C-2, Albuquerque, October 2003.
- [34] D.H. Grant, "Furfuraldehyde-in-oil: How to be sure your transformer has not been weakened by heat", Minutes of the 57th Annual international Conference of Doble clients, Insulating Fluids, 1990.
- [35] N. Dominelli, The analysis of transformer oil for degradation products from overheated solid insulation, Minutes of the 58th Annual international Conference of Doble Clients, sec. 6-21, 1991.
- [36] M. Carballeira, "HPLC contribution to transformer survey during service or heat run tests", Electra, CIGRE, no 133, p. 44-50, December 1990.
- [37] Cigré Brochure 494 "Furanic Compounds for Diagnosis". Working Group D1.01 (TF13). April 2012
- [38] S. Soares, N. Ricardo, F. Heatly and E. Rodrigues, "Low temperature thermal degradation of cellulosic insulating paper in air and transformer oil", Poly. Int. 50, 303-308, 2001.
- [39] Hill, J.;T. Le; M. Darveniza; T. Saha. A Study of Degradation of Cellulosic Insulation Materials in a Power Transformer. Part 3. Degradation Products of Cellulose Insulation paper. Polymer Degradation and Stability. Vol. 51. 1996.
- [40] Emsley, A. The Kinetics and Mechanism of Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformer. Polymer Degradation and Stability. Vol. 44. 1994.
- [41] I. Höhle et al. "Aging of Cellulose at Transformer Service Temperatures. Part 2. Influence of Moisture and Temperatures on Degree of Polymerization and Formation of Furanic Compounds in Free-Breathing Systems. DEIS Features Article 2006. IEEE Electrical



Insulation Magazine.

- [42] J. Scheirs, G. Camino, M. Avidano and W. Tumiatti, "Study of the mechanism of thermal degradation of cellulosic paper insulation in electrical transformers", *Die Angewandte Makromolekulare Chemie*, 259, 19-24, 1998.
- [43] D.M. Allan, 'Recent advances in the analysis and interpretation of aged insulation from operating power transformers', *Proc. 5th International Conference on Properties and Applications of Dielectric Materials*, Seoul, Korea, 25-30 May, 1997.
- [44] P. Verma, et al. "Generation of Furanic Compounds in Transformer Oil under Accelerated Thermal and Electrical Stress". Thapar Institute of Engineering & Technology, Patiala, India 2005.
- [45] Luiz Cheim, Donald Platts, Thomas Prevost, Shuzhen Xu ``Furan Analysis for Liquid Power Transformers''. *IEEE Electrical Insulation Magazine* 2012.
- [46] A. de Pablo, "Furfural and ageing: How are they related", *IEE*, 5, 1999.
- [47] Heywood, R.; A. M. Emsley et al. Degradation of Cellulosic Insulation in Power Transformer. Part 2: Formation of Furan Products in Insulating Oil. *IEE Proceedings Sci. Meas. And Technol.* Vol. 147, No. 3. May 2000.
- [48] A. De Pablo and B. Pahlavanpour, "Furanic compounds analysis : a tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipments", *Electra, CIGRE, Groupe 15.01.03*, No 175, 1997.
- [49] C. D. Xue, "Monitoring paper insulation aging by measuring furfural contents in oil," in *7th International Symposium on High Voltage Engineering*, 1991, pp.139–142.
- [50] De Pablo and B. Pahlavanpour, "Furanic compounds analysis: a tool for predictive maintenance of oil filled electrical equipment," *Electra, CIGRE, Group 15.01.03*, No. 175, 1997.
- [51] B. Pahlavanpour et al, Experimental Investigation in to the thermal ageing of kraft paper and mineral insulating oil, *IEEE, ISEI*, pp 341-345 , 2002.
- [52] B. Pahlavanpour,, Dr Ekuld, M.A. Martins, *Insulating paper aging and furfural formation*, EIC, 2003.
- [53] S.Vijaya Kumari, G.R.Viswanath, Dheepalakshmi, K.Dwarakanath, A.K.Tripathy. ``Remaining life assessment of power transformers''. Central power research institute. Bangalore, India. Cigré 2008



- [54] I. Höhle and J. Kachler, "Aging of cellulose at transformer Service Temperatures. Part 2. Influence of Water content and Temperature on Degree of Polymerization and Formation of Furanic Compounds in Free-Breathing Systems", IEEE Elect. Insul. Mag., vol.21, no.5, (Sept./Oct.), pp 20-23, 2005.
- [55] Qiang Fu, Zhi Li, Yongping Lin. Recent advances on analysis and explanation of aged insulation in operating power transformers. Guangdong Power Grid Electric Power Science & Research Institute , Guangzhou 510600, China 2010.
- [56] P.J. Griffin, L. R. Lewand, "A practical guide for evaluating the condition of cellulosic insulation in transformers," Minutes of the 62th Annual International Conference of Doble Clients, Sect, 5-61, 1995.
- [57] D.P. Myers and J.R. Sans, "Field study of furan formation in transformer fluids as an indicator of damage to paper insulation", Minutes of the 59th Annual international Conference of Doble clients, sec. 10-6, 1992.
- [58] Manoj Kumar Pradhan, Student Member, IEEE, and T. S. Ramu. `` On the Estimation of Elapsed Life of Oil-Immersed Power Transformers``. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 20, NO. 3, JULY 2005.
- [59] Allan D.M., Jones C. Thermal-oxidative stability and oil-paper partition coefficients of selected model furan compounds at practical temperatures. Proc. of 9th International Symposium on H.V. Engineering (ISH-95), Graz, August-September 1995 pp 1004-1 to 1004-4.
- [60] J. Unsworth and F. Mitchell, "Degradation of electrical insulating paper monitored with high performance liquid chromatography," IEEE Trans. Electr. Insul., vol. 25 no. 4, pp. 737-746, 1990.
- [61] P. J. Griffin and L. R. Lewand, "Cases studies," in Proceedings of the Sixty-Fourth Annual International Conference of Doble Clients, 1997, Sec 5-7.
- [62] P.J. Griffin et al., "Measurement of Cellulosic Insulation Degradation", Annual International Conference of Doble Clients, Sec. 10-3, 1993.
- [63] L.E. Lundgaard, W. Hansen, S. Ingebrigtsen, D. Linhjell, M. Dahlund, "Aging of Kraft paper by acid catalyzed hydrolysis », IEEE Dielectric Liquids, ICDL 2005, 26 June-1 July 2005, pp (:381 - 384).
- [64] P. J. Griffin, E. Finnan, and R. Lewand, "Case studies," in Proceedings of the 1996 International Conference of Doble Clients, 1996, Sec 5-4.



- [65] Remnant Life Estimation of Power Transformer using Oil UVVis Spectral Response. A.Abu-Siada, Member, IEEE, Lai Sin Pin, Student Member, IEEE and Syed Islam, Senior member, IEEE 2010.
- [66] Naoki Yamagata, Katsunori Miyagi and Etsuo. "Diagnosis of Thermal Degradation for Thermally Upgraded Paper in Mineral Oil", International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, April 21-24, 2008.
- [67] M. Mulej, A. Varl, M.Koncan-Gradnik, « Up-to-date experience on furans for transformer diagnostics », XIIIth International Symposium on High Voltage Engineering, pp. 1-6, Netherlands 2003.
- [68] John R.Sans et al. "Large-scale survey of furanic compounds in operating transformers and implications for estimating service life", (Conference Record of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, USA, June 7-10, 1998).
- [69] H. Lutke et al. "Transformer ageing research on furanic compounds dissolved in insulating oil". (15-302, Session 2002, CIGRE).
- [70] Kachler, A.J. et al. Aging of cellulose at transformer service temperatures. Part 1: Influence of type of oil and air on the degree of polymerization of pressboard, dissolved gases, and furanic compounds in oil. IEEE Electrical Insulation Magazine, March/April 2005.
- [71] C. H. Zhang, Furfural Concentration in Transformer Oil as an Indicator of Paper Ageing: Field Measurements. Member IEEE, and J. M. K. MacAlpine. 2006.
- [72] J.M. Wetzer, G.J. Cliteur, W.R. Rutgers, H.F.A. Verhaart. "Diagnostic- and Condition Assessment-Techniques for Condition Based Maintenance", Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2000.
- [73] W. Flores, E. Mombello, Senior Member IEEE, G. Rattá, Senior Member IEEE, J. A. Jardini, Fellow IEEE. "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos.
- [74] S.Vijaya Kumari, G.R.Viswanath, Dheepalakshmi, K.Dwarakanath, A.K.Tripathy. "Remaining life assessment of power transformers". Central power research institute. Bangalore, India. Cigré 2008.
- [75] Lin Chaohui, Zhang Bide, Yuan Yuchun. "The Aging Diagnosis of Solid Insulation for Oil-Immersed Power Transformers and Its Remaining Life Prediction". IEEE 2010.
- [76] Zalizah Poniran, Zulkurnain Abdul Malek, PhD. "Life Assessment of Power Transformers via Paper Ageing Analysis" 2007 IEEE